

## Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones Carrera de Ingeniería en Electromecánica

**“Análisis técnico económico del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) del Ecuador, ante escenarios plausibles de falla”**

**Trabajo de unidad de integración curricular previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico**

**Autores:** Chicaiza Comina, William Armando  
Osorio Sánchez, Darwin Andrés

*wachicaiza1, daosorio4 [ @espe.edu.ec ]*

**Tutor:** Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo, MSc, PhD.

*ddortiz5 [ @espe.edu.ec ]*



# AGENDA:

- **MOTIVACIÓN**
- **OBJETIVOS**
- **THEORETICAL BACKGROUND**
- **METODOLOGÍA**
- **CASO DE ESTUDIO**
- **ANÁLISIS DE RESULTADOS**
- **CONCLUSIONES**
- **RECOMENDACIONES**

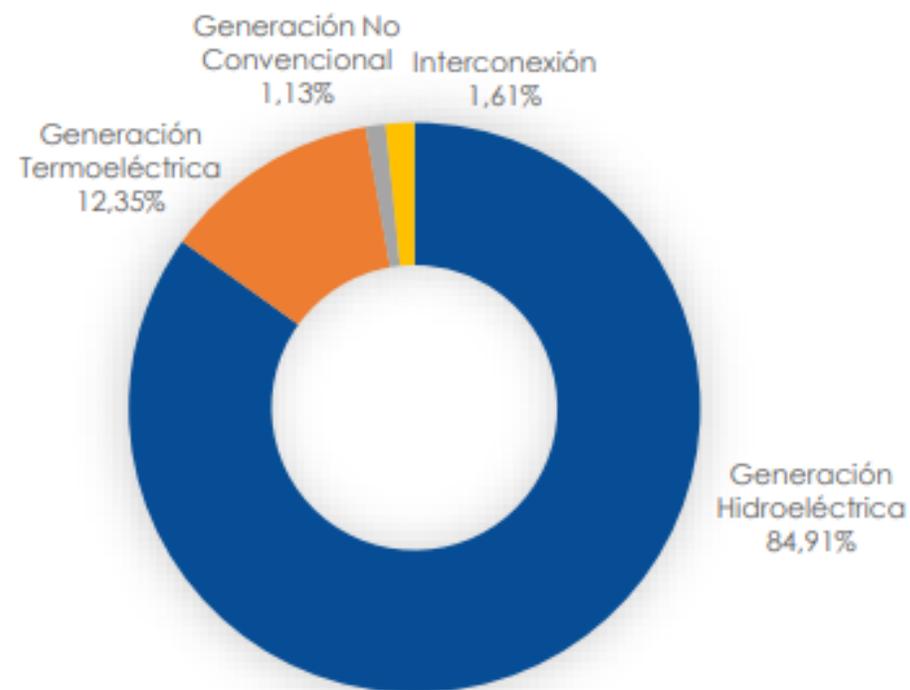


- El sistema eléctrico ecuatoriano es el encargado de abastecer la demanda energética del país, para lo cual provee aproximadamente de 4500MW en hora punta.
- Por este motivo el Mix energético requiere poseer una alta diversidad de tecnologías en sus parques de generación, sin embargo alrededor del 85% del parque generador que conforma el Sistema Nacional Interconectado(SNI) ecuatoriano es netamente hídrico.



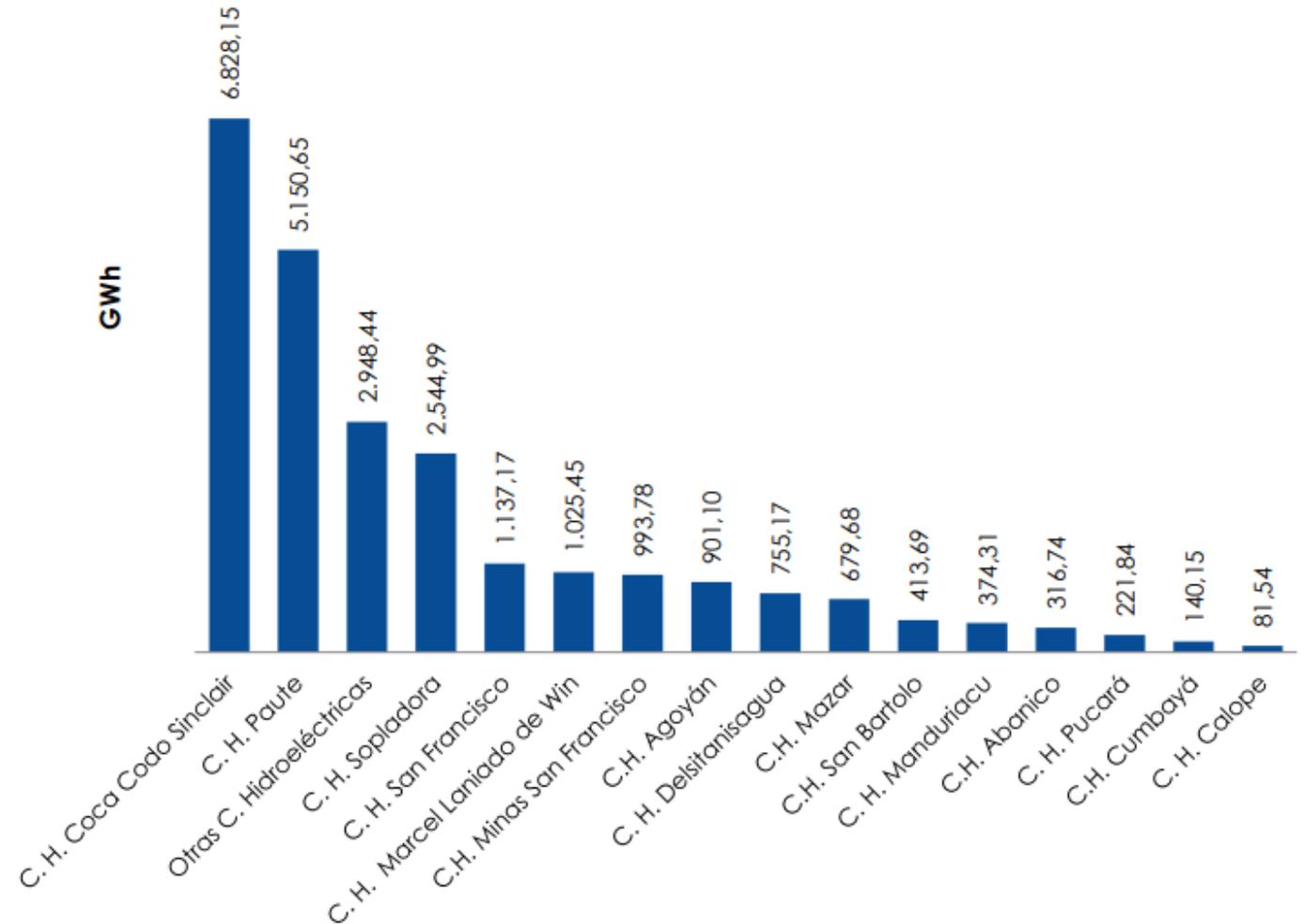
## INFORMACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO

INFORMACIÓN GENERAL	UNIDAD / MEDIDA	TOTAL 2021
Producción bruta total de energía	GWh	28.404,03
Producción bruta de energía hidráulica	GWh	24.512,86
Producción bruta de energía térmica	GWh	3.565,22
Producción bruta de energía no convencional	GWh	325,94

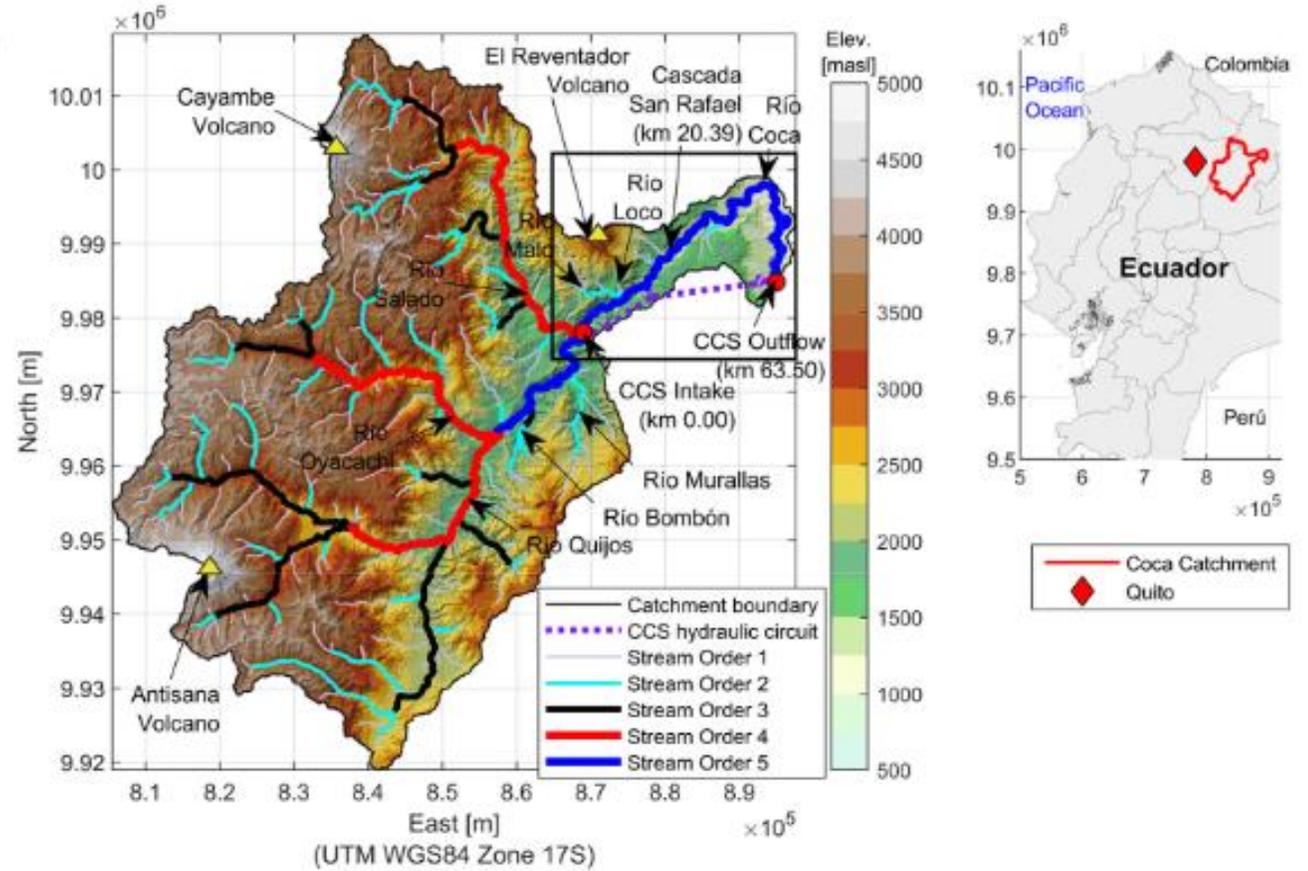


[1] Operador Nacional de Electricidad CENACE, Informe Anual de Gestión, 2022. Available: <https://www.cenace.gob.ec/informe-anual-2022/>

- De todo el parque generador hídrico, la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair (CCSC) se encarga de abastecer con alrededor del 30% de toda la demanda en generación hidráulica del país.
- De esta forma se destaca la alta importancia de la central CCSC dentro del parque de generación ecuatoriano y se destaca la necesidad de estudiar los diversos factores que pueden afectar el correcto funcionamiento de esta central y el impacto operativo que esto implicaría.



- El río Coca que alimenta a la central hidroeléctrica CCSC, está sufriendo un proceso de erosión regresiva que amenaza con deteriorar la integridad operativa de la central. La corporación eléctrica del Ecuador (CELEC EP) mediante boletines de prensa ha declarado:
- 17 de julio de 2020; A 15 Km de la central hidroeléctrica CCSC se está iniciando la construcción de obras de mitigación para reducir la velocidad de avance de la erosión regresiva ubicada a 17 Km de las obras de captación de la central[2].
- 4 de febrero de 2022; La erosión regresiva ha permanecido detenida durante 200 días a 7,9 Km de las obras de captación de la central[3].
- 21 de septiembre de 2023; Se a invertido USD 27,77 millones en estudios diseños y obras de construcción para enfrentar la erosión del río Coca[4].



[2] corporación eléctrica del Ecuador CELEC , boletín de prensa, 2020. Available: <https://www.celec.gob.ec/cocacodo/noticias/se-iniciaron-las-obras-emergentes-para-mitigar-efectos-de-la-erosion-regresiva-en-el-rio-coca/>

[3] corporación eléctrica del Ecuador CELEC , boletín de prensa, 2022. Available: <https://www.celec.gob.ec/noticias/la-erosion-regresiva-en-el-rio-coca-se-mantiene-detenida-por-200-dias-a-7-9-km-de-la-captacion-de-la-central-coca-codo-sinclair/>

[4] corporación eléctrica del Ecuador CELEC , boletín de prensa, 2023. Available: <https://www.celec.gob.ec/noticias/celec-ep-culmina-la-construccion-de-la-obra-pantalla-de-pilotes-secantes-etapa-0-para-la-proteccion-de-la-captacion-de-la-central-hidroelectrica-coca-codo-sinclair/>



# AGENDA:

- MOTIVACIÓN
- OBJETIVOS
- THEORETICAL BACKGROUND
- METODOLOGÍA
- CASO DE ESTUDIO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES



## Objetivo General

- Desarrollar un marco metodológico mediante el uso herramientas de optimización y despacho económico para evaluar el impacto técnico-económico de la expansión del Plan de Generación declarado en el plan Nacional de Electrificación 2018-2027.

## Objetivos Específicos

- Recolectar información asociada a los recursos naturales utilizados por las diferentes unidades de generación instaladas y proyectadas en el Plan Nacional de Electrificación 2018 - 2027, mediante la revisión de literatura técnica especializada, portales web y reportes técnicos.
- Formular el problema de optimización asociado al modelo de despacho económico del S.N.I. mediante la revisión de la literatura técnica especializada considerando el plan de expansión de generación y transmisión.
- Implementar y validar la propuesta del modelo matemático a través de una herramienta computacional que permita analizar el comportamiento del S.N.I. bajo escenarios plausibles que alteren su operación típica.
- Realizar un análisis de sensibilidad con base a indicadores de desempeño que permitan evaluar el comportamiento del S.N.I ante una eventual falla de las diferentes unidades de generación.



# AGENDA:

- MOTIVACIÓN
- OBJETIVOS
- THEORETICAL BACKGROUND
- METODOLOGÍA
- CASO DE ESTUDIO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES

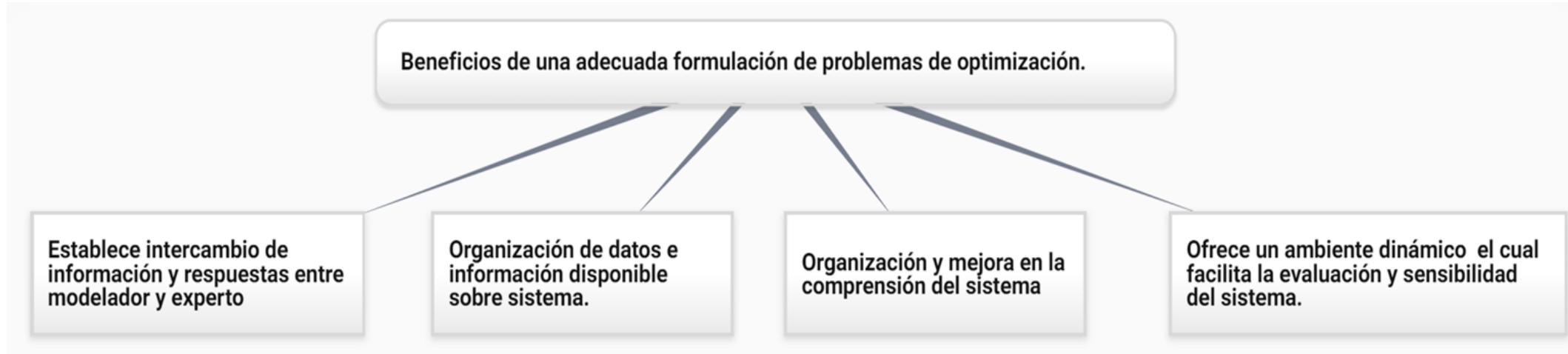


## Optimización lineal.

- La optimización lineal no es más que encontrar el valor que deben tomar las variables para hacer óptima la función objetivo satisfaciendo el conjunto de restricciones lineales que posee dicho modelo.

## Formulación estocástica

- Se refiere a la representación matemática de un sistema el cual posee variables que son muy inestables en función de otras variables (incertidumbres), la optimización estocástica busca dar solución a un problema que depende de la aleatoriedad de la cual disponga (series de viento, sol, caudales).

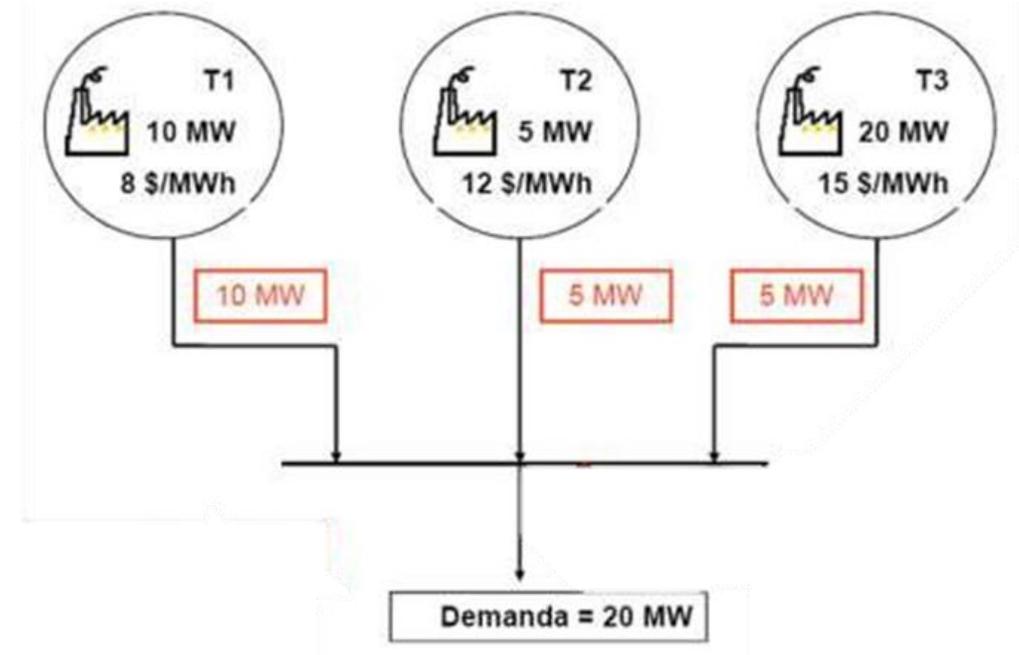


## Despacho Económico.

- El despacho económico es el encargado de encontrar los valores de producción óptimos para cada central de generación, de tal forma que se logre abastecer la demanda requerida y al mismo tiempo se minimicen sus costos asociados.

## Unit Commitment.

- Hace referencia al termino “Compromiso de Unidad” siendo una parte esencial de gestión de sistemas eléctricos, donde se decide cuando activar o desactivar las unidades de generación para satisfacer la demanda de energía de manera eficiente. Utilizando un modelo matemático para minimizar costos y asegurar la confiabilidad del suministro eléctrico, considerando las restricciones de generación de cada tecnología y la demanda de energía proyectada.



## Confiabilidad

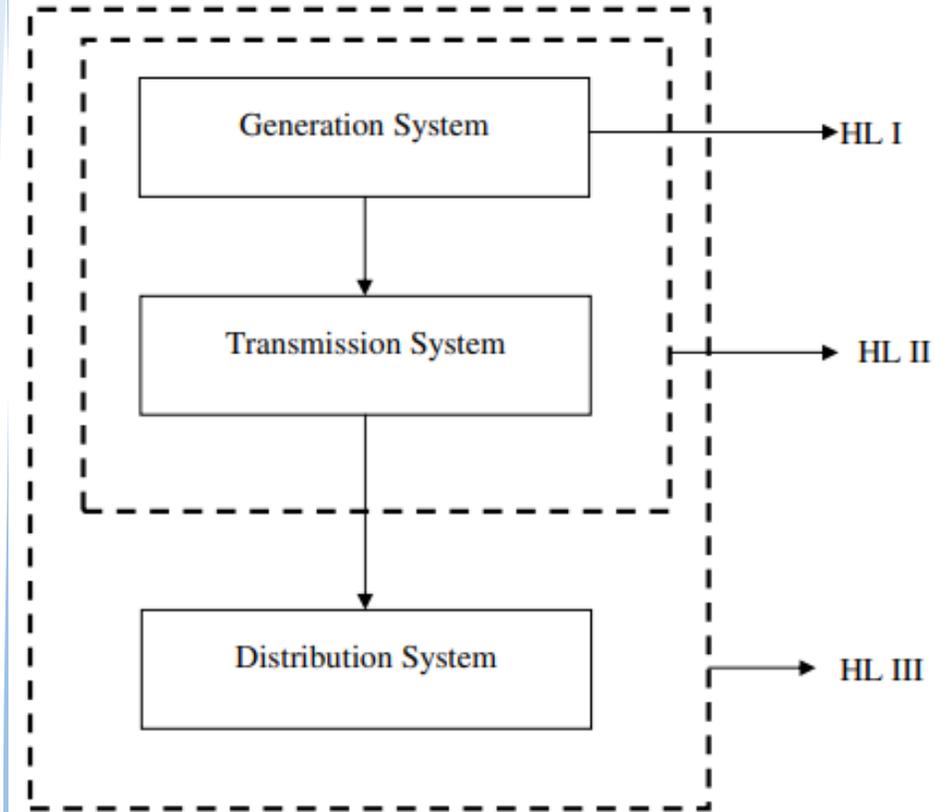
Confiabilidad se refiere a la capacidad del sistema para satisfacer la demanda de la carga[5].

La confiabilidad de un sistema puede dividirse en dos categorías: la evaluación de la disponibilidad del sistema y la evaluación de la seguridad del sistema[5].

la disponibilidad del sistema es comprendida por la evolución de los recursos para abastecer la demanda, mientras que la seguridad del sistema se ocupa de la respuesta del sistema a las perturbaciones[5].

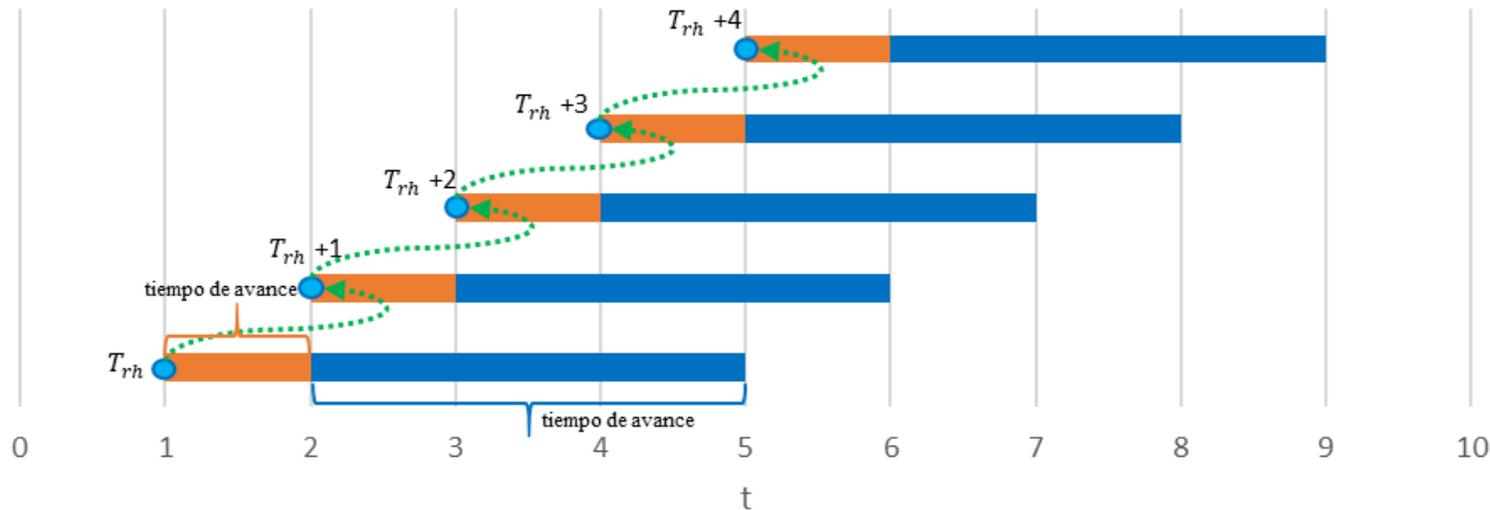
Los sistemas eléctricos de potencia son largos y complejos. Por ello es difícil analizar el sistema completo. Por esta razón los SEP generalmente son divididos en tres niveles de jerarquía para la evaluación de confiabilidad[5].

La evaluación de la confiabilidad de un sistema puede clasificarse en dos grandes categorías, determinista y probabilista. El sistema de energía eléctrica es estocástico por naturaleza y de ahí que se prefiera la evaluación probabilística del sistema para un análisis objetivo. Sin embargo, la técnica determinista es computacionalmente más rápida y requiere menos datos[5].

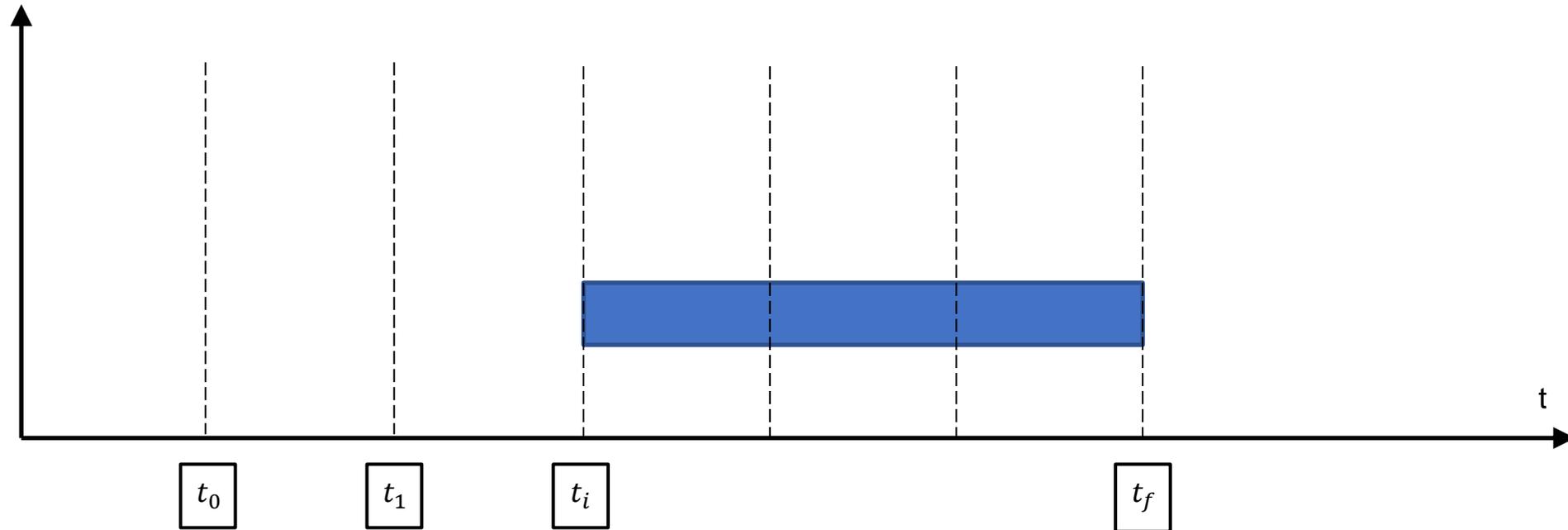


## Rolling Horizon

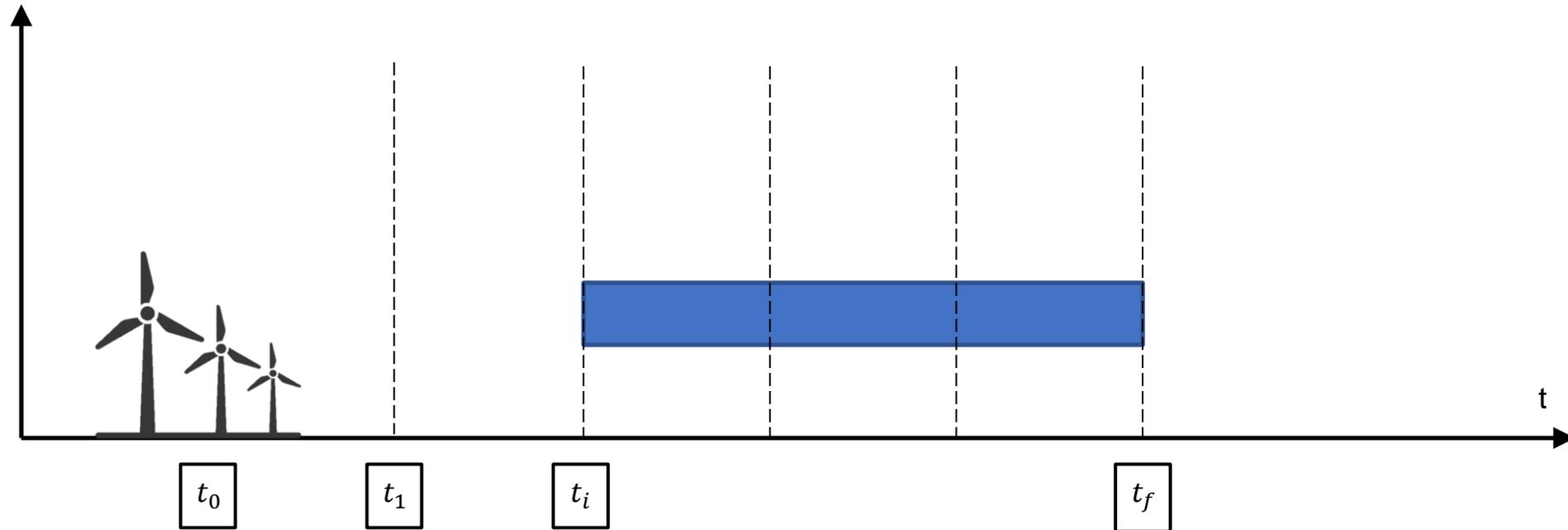
- El algoritmo Rolling Horizon (Horizonte móvil), se emplea en modelos dependientes del tiempo con la finalidad de tomar una decisión operativa óptima capaz de enfrentar los diferentes escenarios futuros previstos, Este algoritmo se resuelve mediante un proceso iteración en donde se produce un deslizamiento en la ventana de planificación, permitiendo de esta forma tomar una decisión en cada intervalo de tiempo capaz de enfrentar todos los eventos a futuro planteados dentro de la ventana móvil.



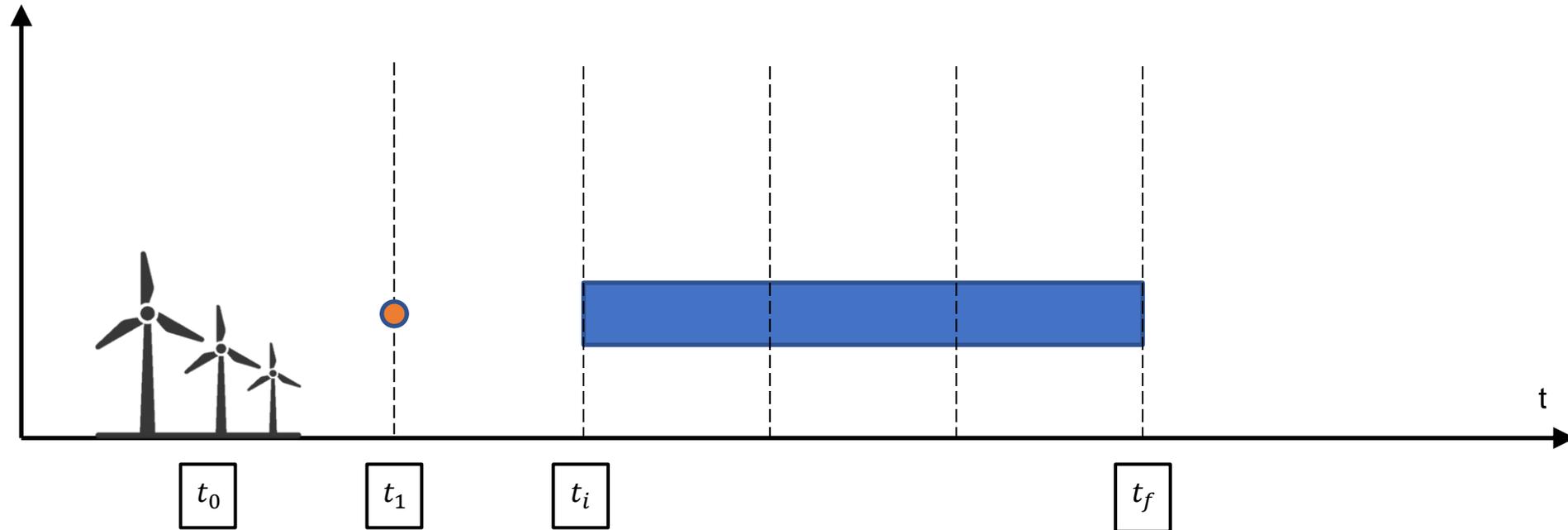
## Partes del algoritmo Rolling Horizon



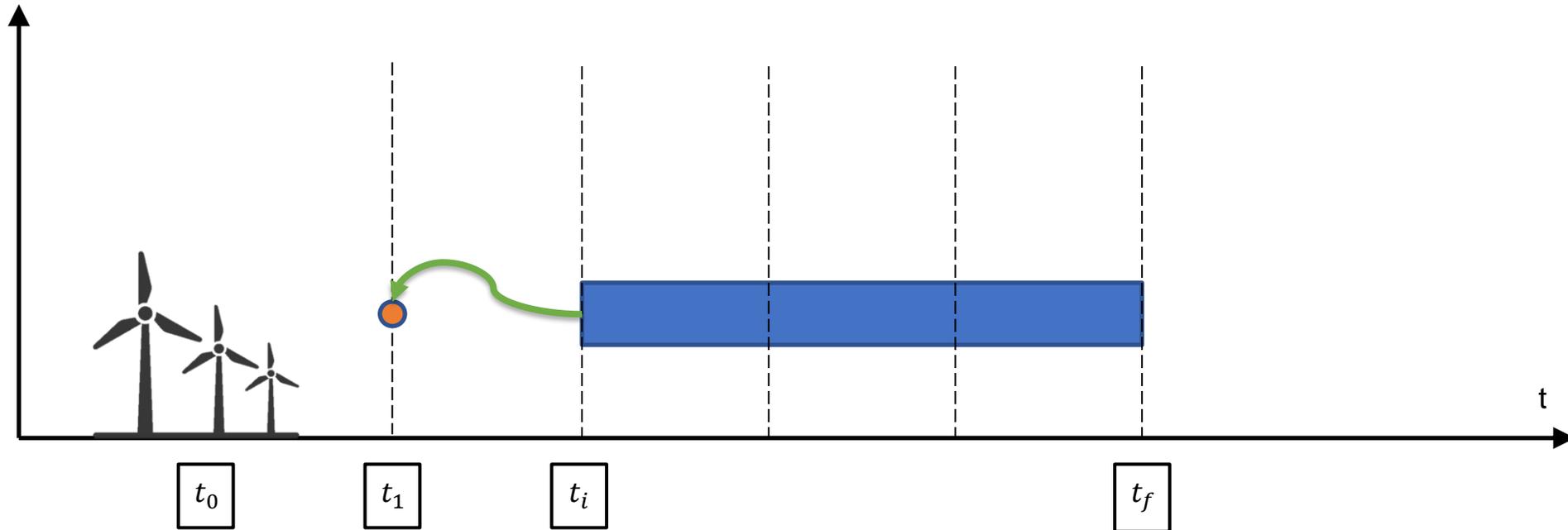
## Partes del algoritmo Rolling Horizon



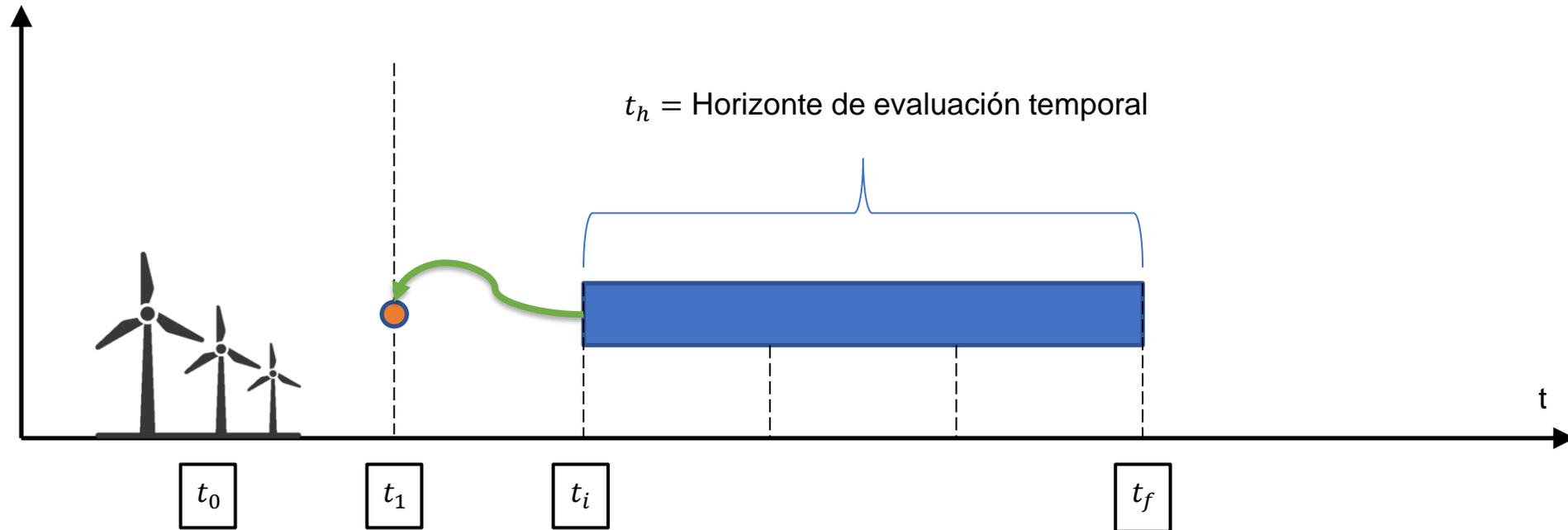
## Partes del algoritmo Rolling Horizon



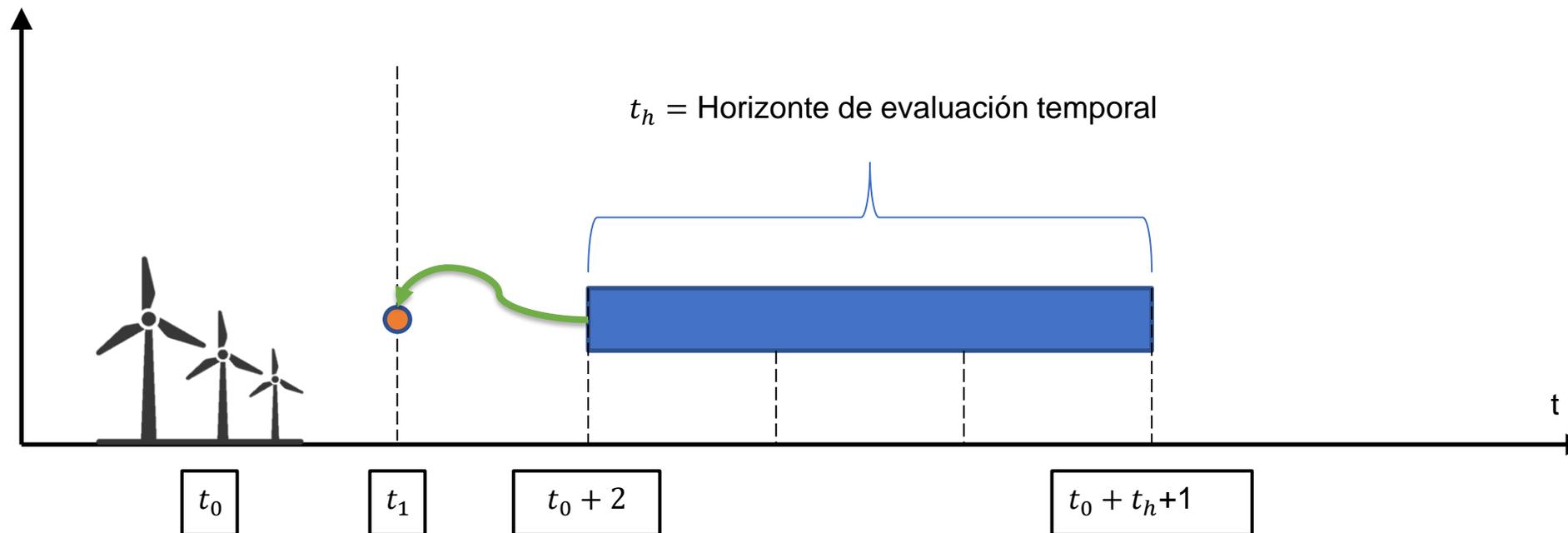
## Partes del algoritmo Rolling Horizon



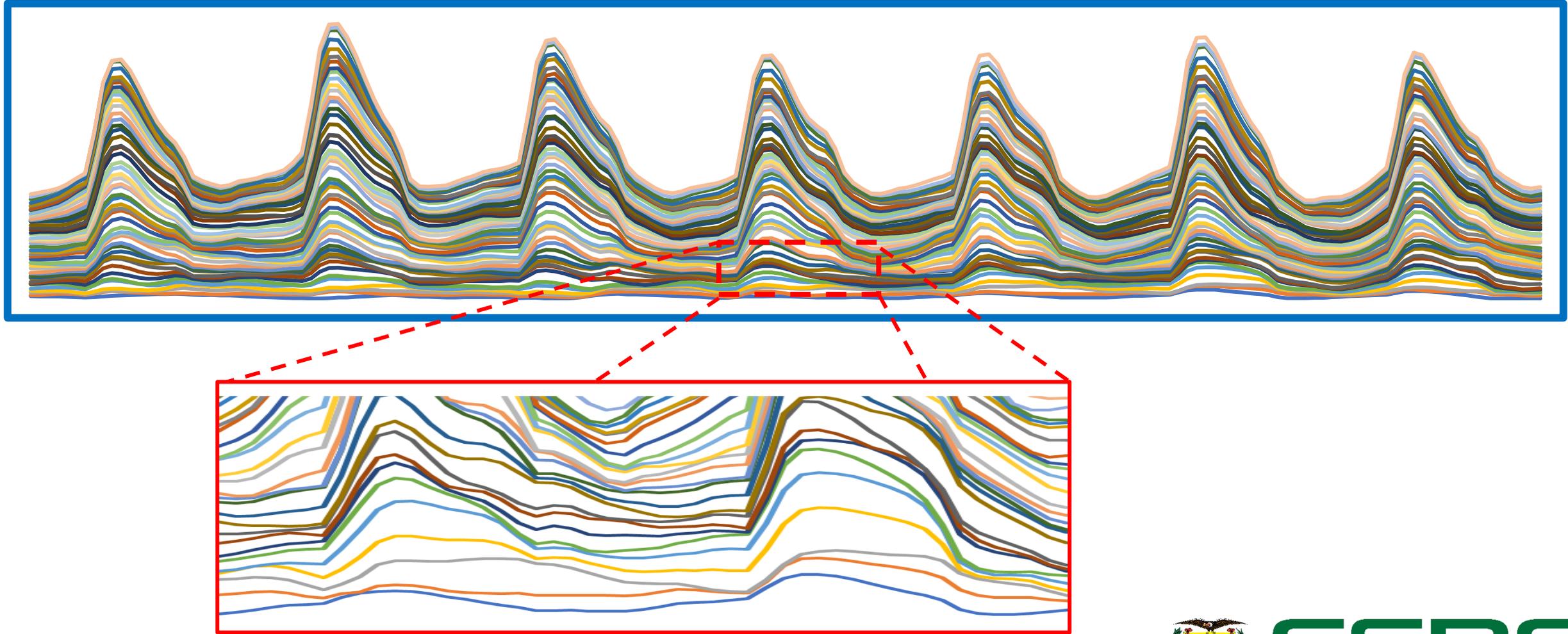
## Partes del algoritmo Rolling Horizon



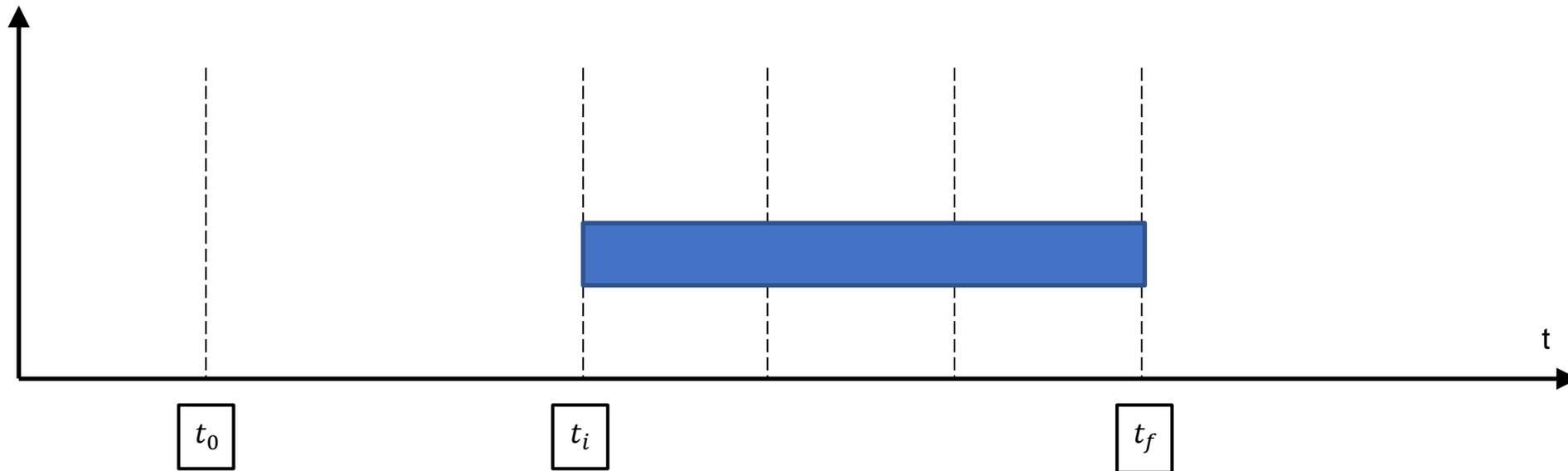
## Partes del algoritmo Rolling Horizon



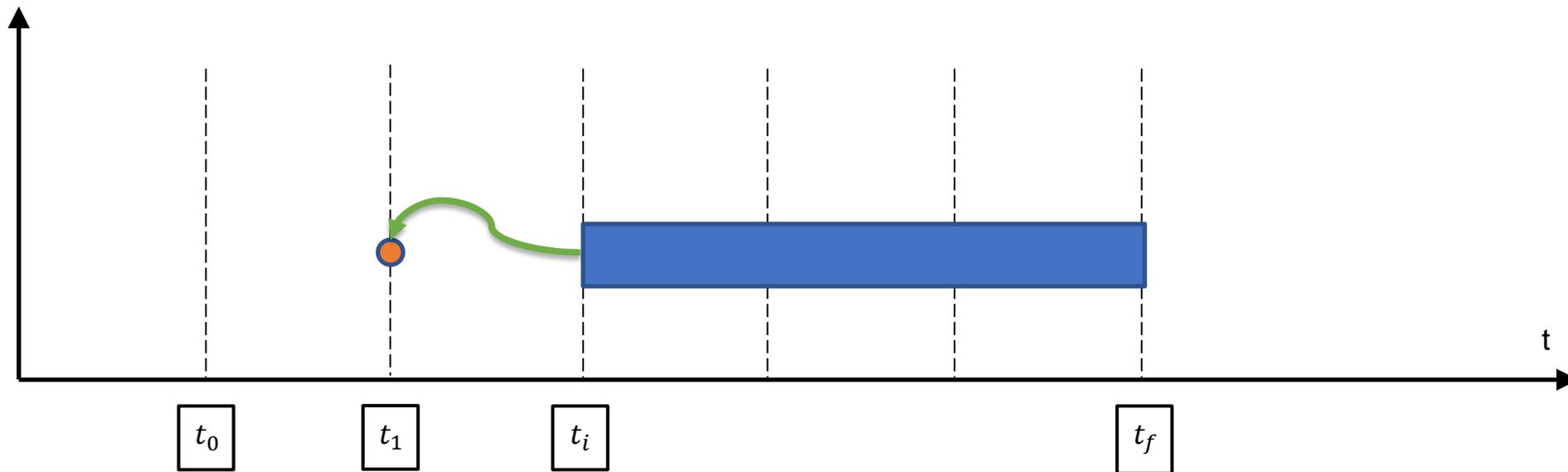
## Partes del algoritmo Rolling Horizon



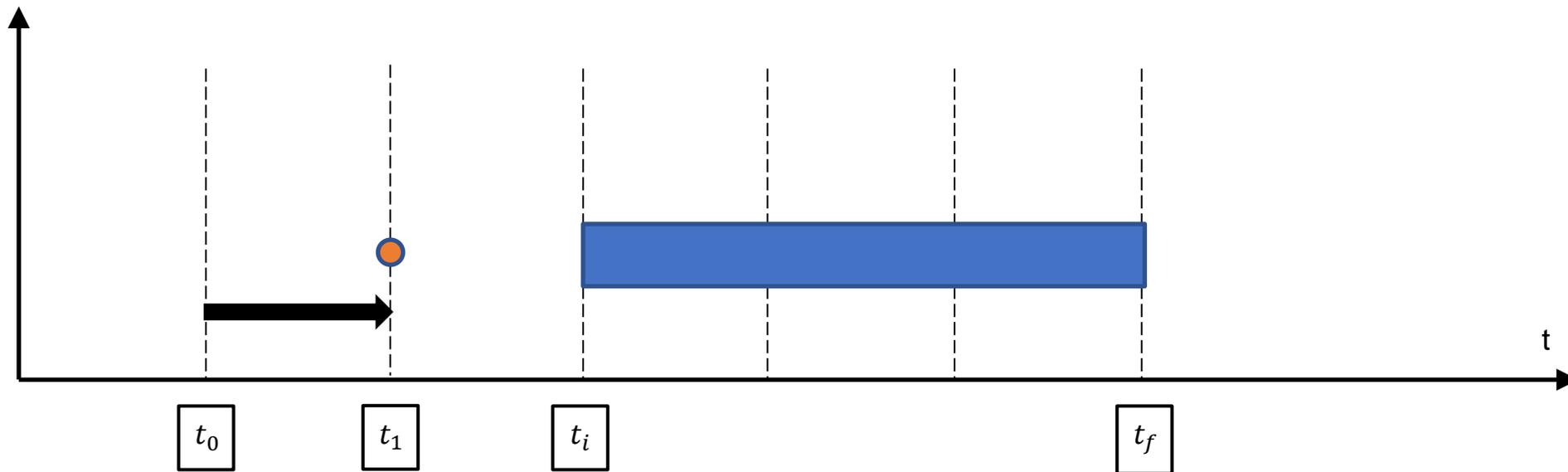
## Avance de Rolling Horizon



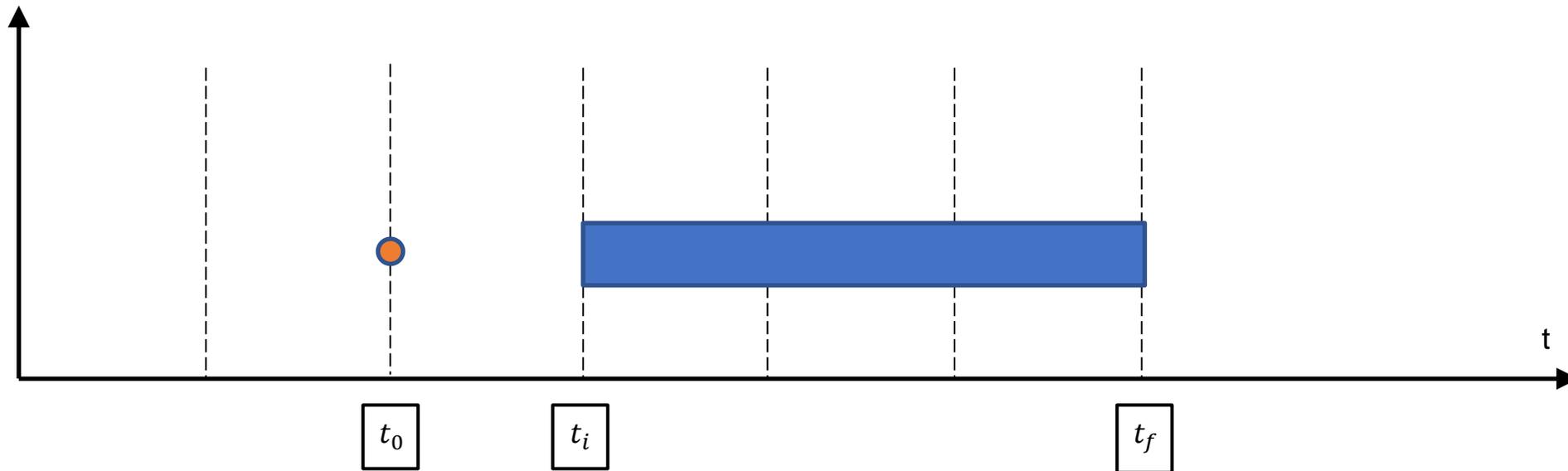
## Avance de Rolling Horizon



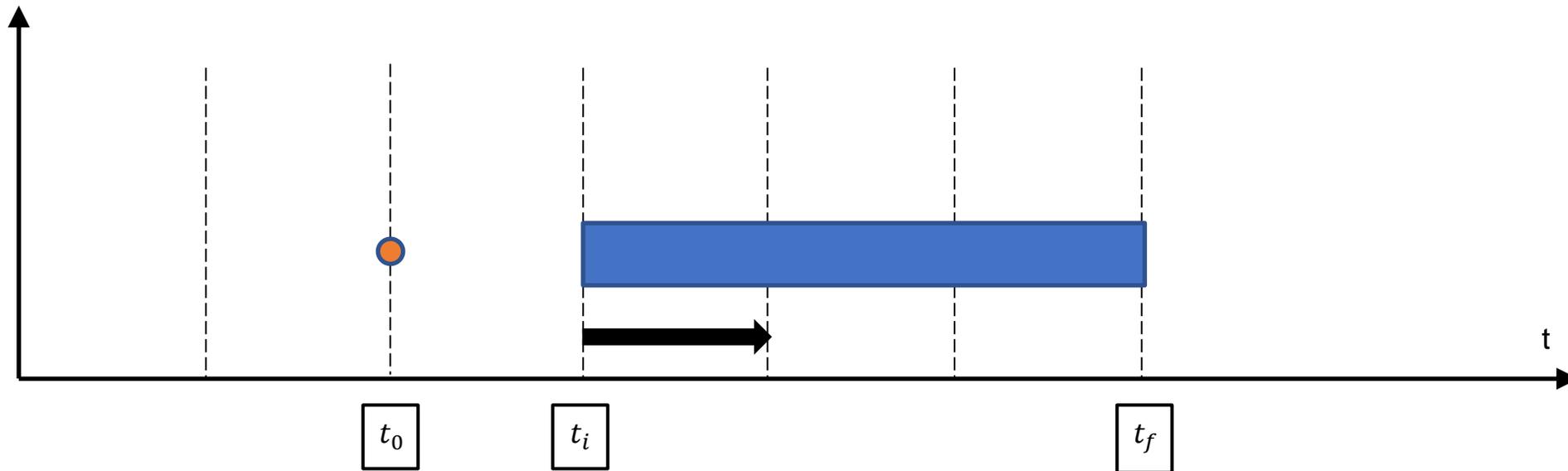
## Avance de Rolling Horizon



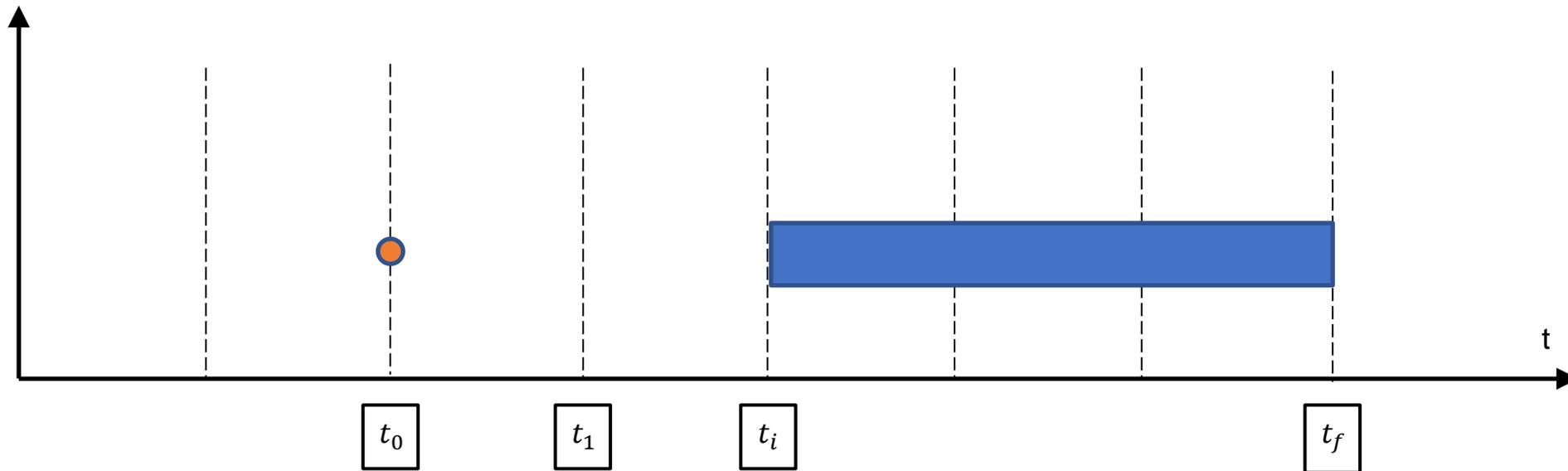
## Avance de Rolling Horizon



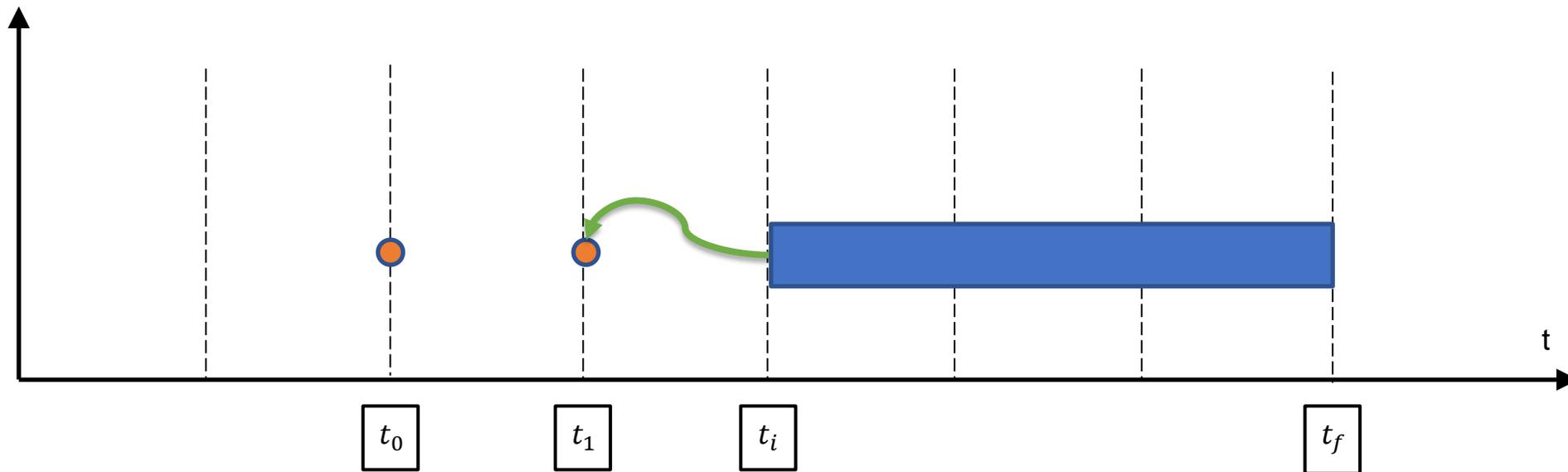
## Avance de Rolling Horizon



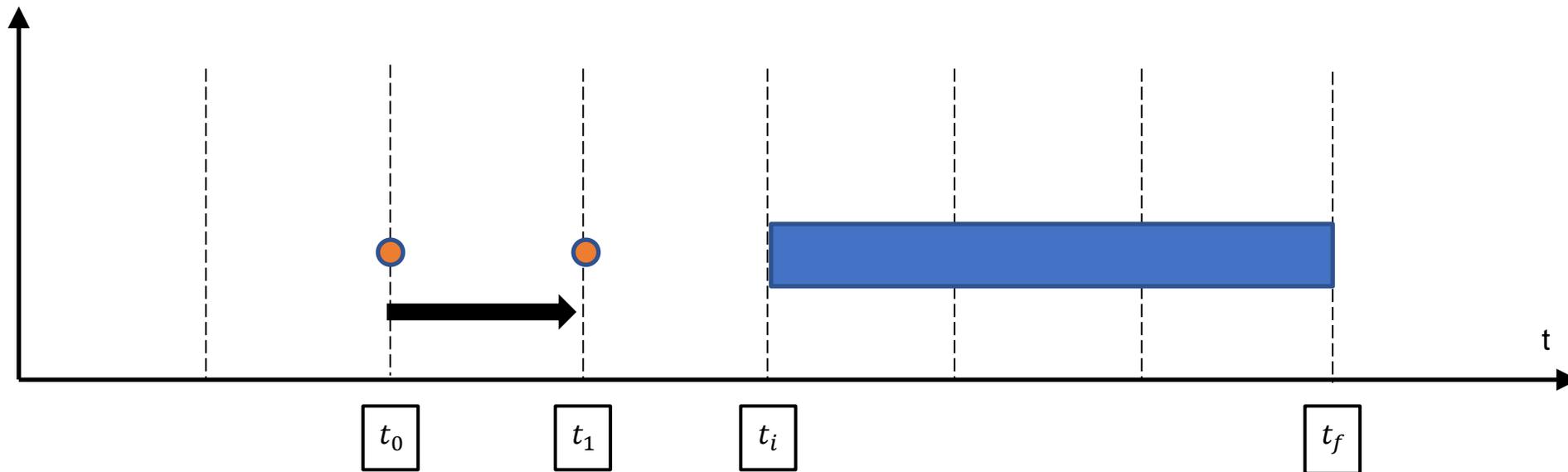
## Avance de Rolling Horizon



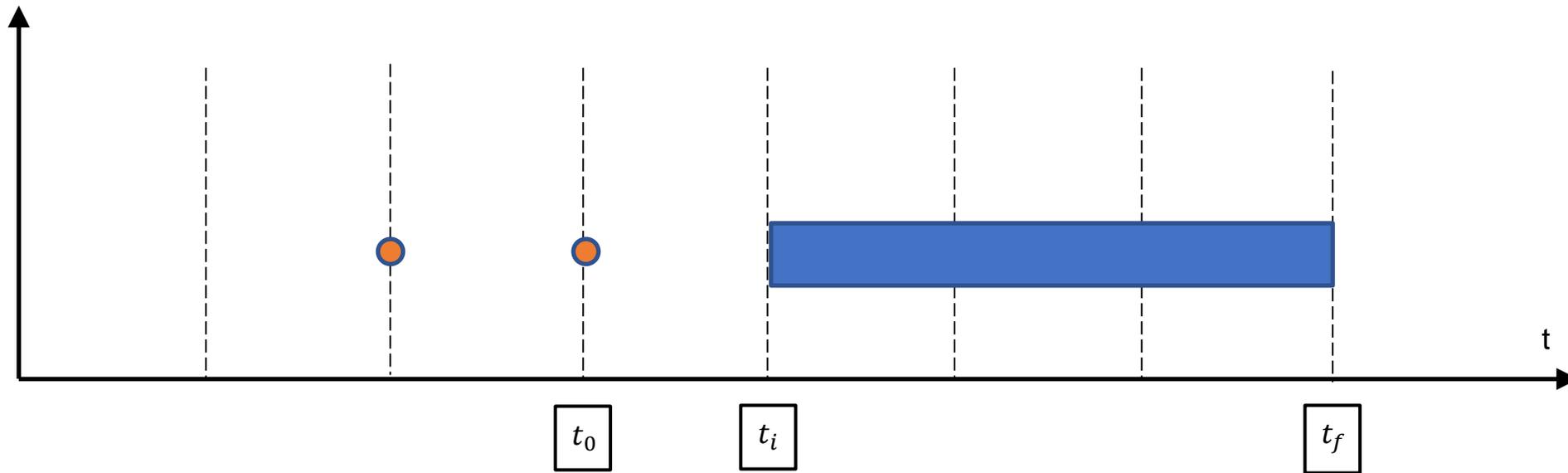
## Avance de Rolling Horizon



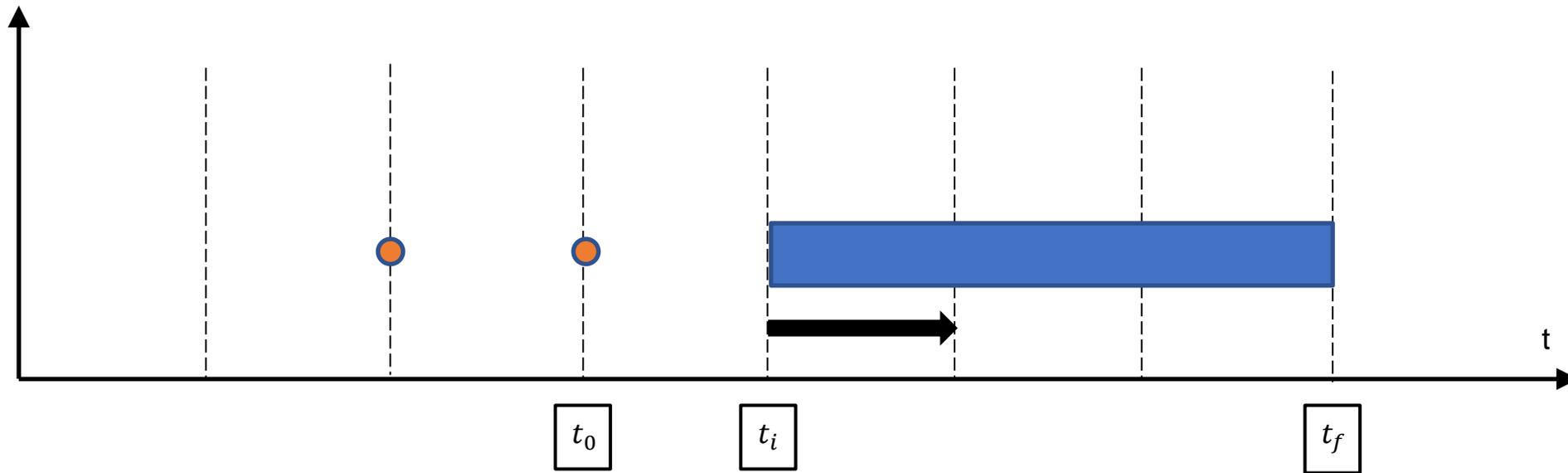
## Avance de Rolling Horizon



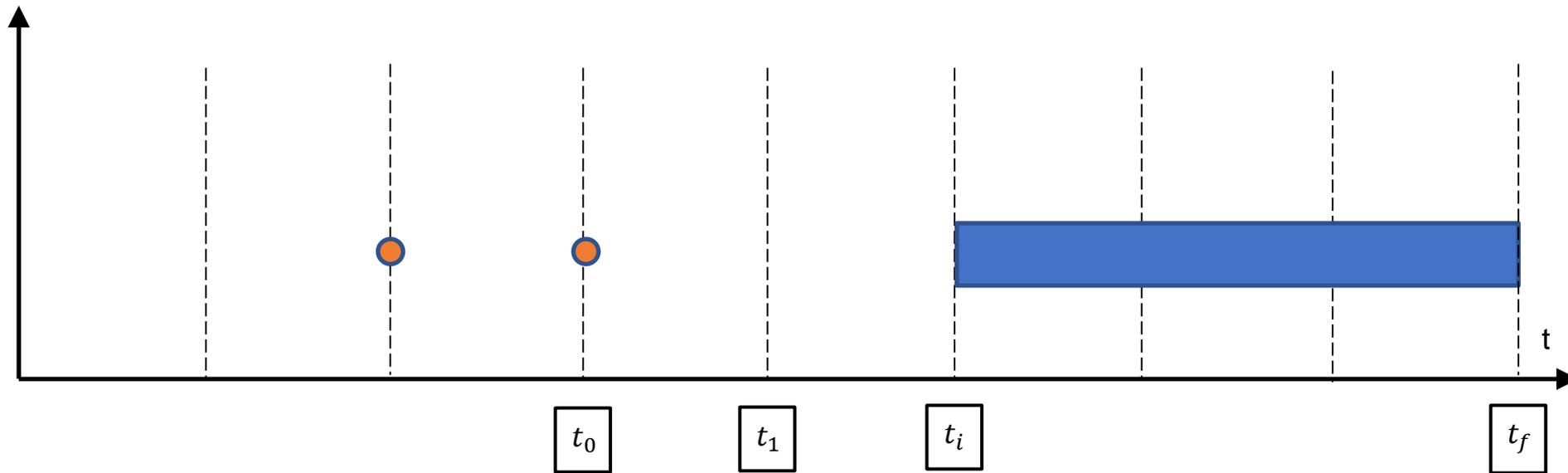
## Avance de Rolling Horizon



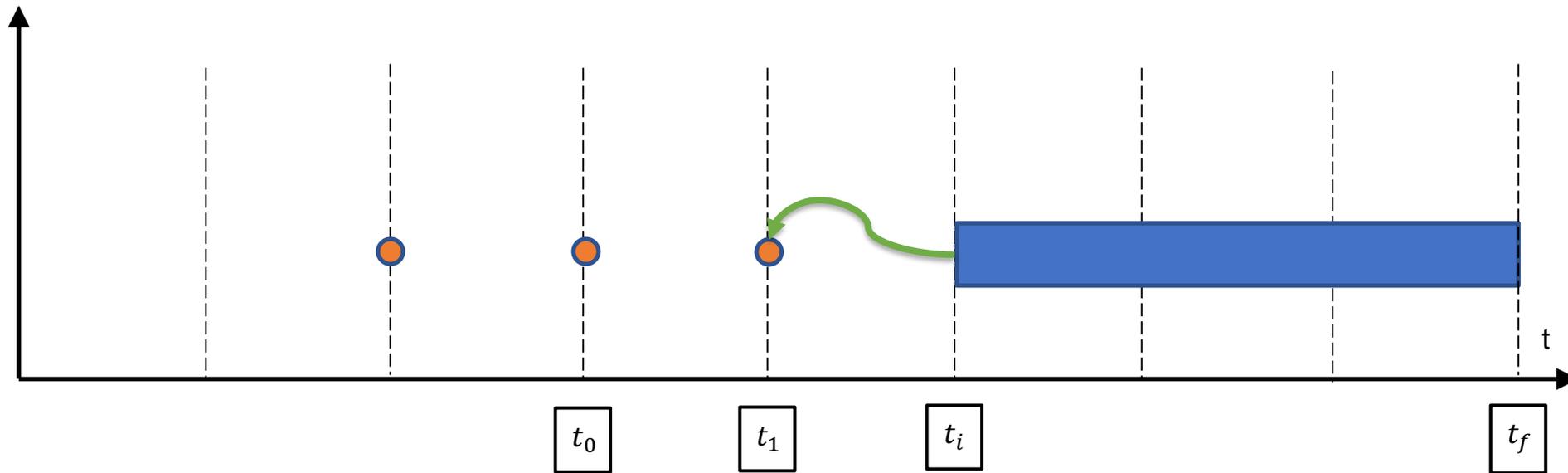
## Avance de Rolling Horizon



## Avance de Rolling Horizon



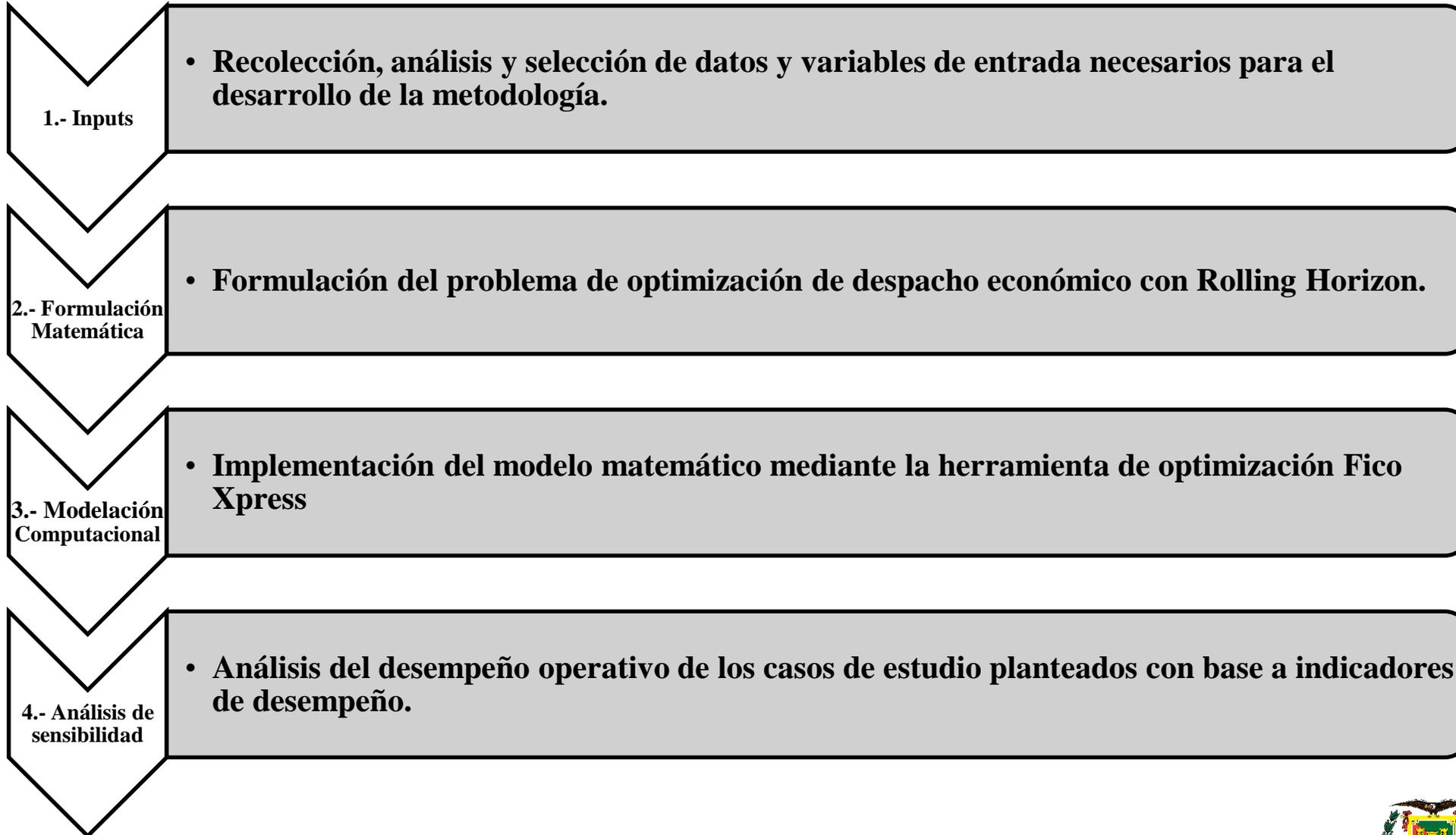
## Avance de Rolling Horizon



# AGENDA:

- MOTIVACIÓN
- OBJETIVOS
- THEORETICAL BACKGROUND
- METODOLOGÍA
- CASO DE ESTUDIO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES





## 1. Inputs

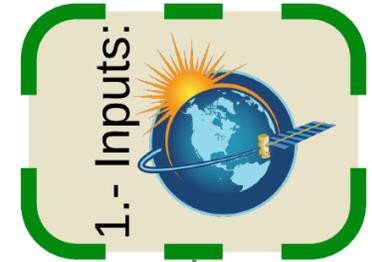
1.- Inputs:

A) Eventos Plausibles

B) Base de datos

C) Sistema Eléctrico

D) Plan Maestro de Electrificación



2.- Formulación Matemática

3.- Modelación Computacional  
**FICO**

4.- Análisis de sensibilidad

Fin



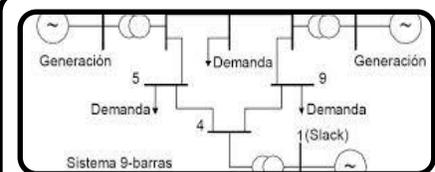
### A) Eventos Plausibles

- Con base a un análisis de eventos exógenos, se determina eventos de alta plausibilidad y de interés analítico.



### B) Base de datos

- Se obtiene la información de los recursos naturales que alimentan a las diferentes centrales de generación existentes dentro del sistema eléctrico ecuatoriano, además se recolecta la información de demandas del sistema.



### C) Sistema Eléctrico

- Se realiza una investigación detallada del SNI analizando las diferentes unidades de generación existentes, su distribución dentro del sistema eléctrico ecuatoriano y como se interconectan a través de las diversas líneas de transmisión.



### D) Plan Maestro de Electrificación (PME)

- Se desarrolla el análisis de la información declarada dentro del plan maestro de electrificación y se rescata información referente a las proyecciones de expansión tanto en generación como en transmisión.



## 2. Formulación Matemática

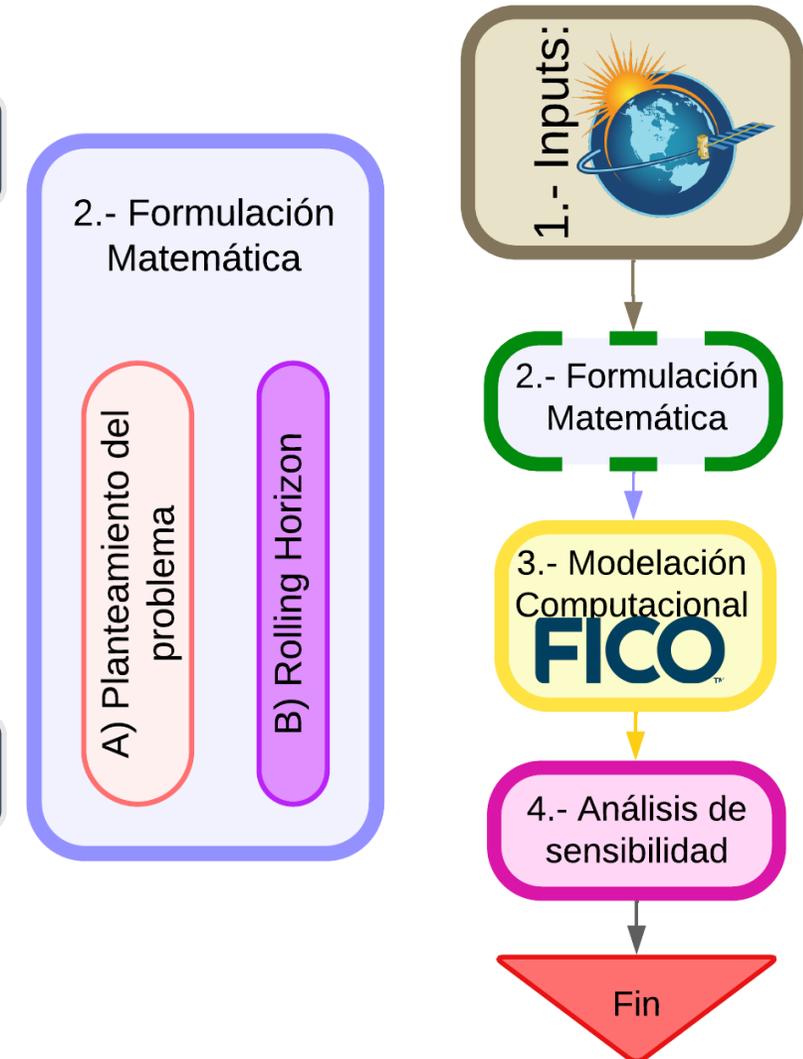
### A) Planteamiento del problema

Se desarrollan las ecuaciones matemáticas que permitan modelar el comportamiento operativo del Sistema Eléctrico.

- Modelo de generación Térmica.
- Modelo de generación Fotovoltaica.
- Modelo de generación Hidroeléctrica (embalse, pasada).
- Modelo de generación Eólica
- Restricciones asociadas a reservas, seguimiento y contingencia
- Modelo de Líneas de Transmisión

### B) Rolling Horizon

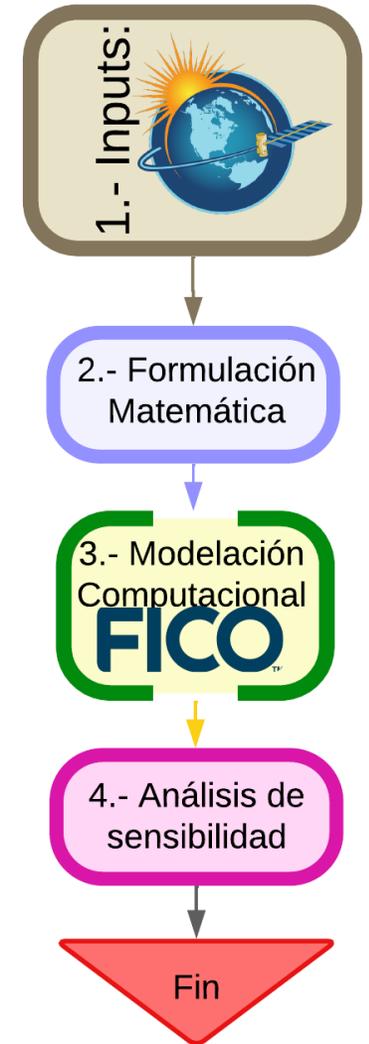
- A través del algoritmo Rolling Horizon se analiza los diversos escenarios planteados dentro de una ventana de tiempo con la finalidad de encontrar el despacho económico óptimo que permita enfrentar todos los escenarios de contingencia planteados.



## 3. Modelación Computacional

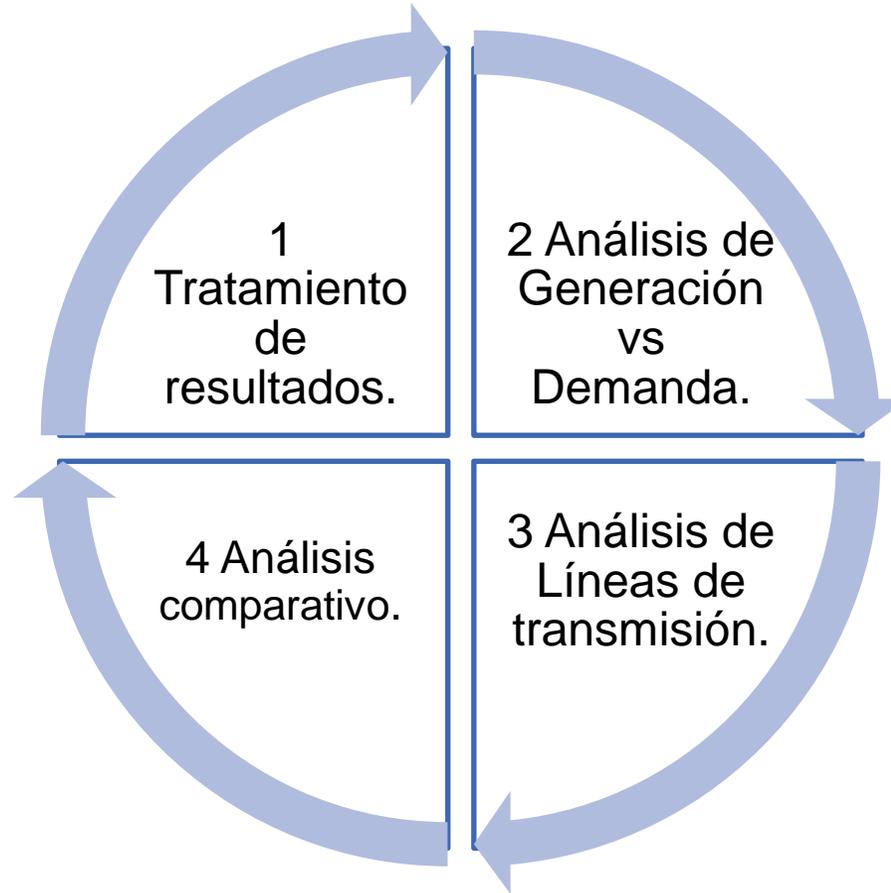
Dentro del proceso de modelación computacional se desarrollan 5 casos de estudio:

- A) Caso del SNI en 2021 (Línea Base)
- B) Caso SNI a 2030
- C) Caso SNI a 2030 sin CCSC
- D) Caso SNI a 2030 sin Santiago y CCSC
- E) Caso SNI a 2030 sin PME Y CCSC



## 4. Análisis de Sensibilidad

- Caso Base SNI en 2021
- Caso SNI a 2030
- Caso SNI a 2030 sin CCSC
- Caso SNI a 2030 sin SANTIAGO y CCSC
- Caso SNI a 2030 sin PME y CCSC



## Formulación del problema de optimización: Despacho económico con Rolling Horizon

*Función Objetivo*

**Estocástico**

*Variables del SEP:* ← - - -

$$\min: \pi_s \sum_{s=1}^S \left\{ \sum_{t=(2+t_0)}^{(t_0+T_h+1)} \left[ \sum_{i=1}^{ND} ENS_{(i,t,s)} * C_{ENS} + \sum_{i=1}^{NGHP} (P_{H(i,t,s)}^{Curt} * C_H^{Curt}) + \sum_{i=1}^{NGT} (P_{T(i,t,s)}^{Gen} * C_T) \dots \right. \right. \\ \left. \left. + \sum_{i=1}^{NGE} (P_{E(i,t,s)}^{Curt} * C_E^{Curt}) + \sum_{i=1}^{NGPV} (P_{PV(i,t,s)}^{Curt} * C_{PV}^{Curt}) \right] \right\} \dots$$

*Variables:*

ND= Numero de Demandas  
 NGHP= Numero de Generadores Hidro de Pasada  
 NGT= Numero de Generadores Térmicos  
 NGE = Numero de Generadores Eólicos  
 NGPV= Numero de Generadores Fotovoltaicos

$t_0$  =Tiempo inicial  
 $T_h$  = Amplitud de ventana  
 $t_{anl}$  = Tiempo de análisis

*Variables de Rolling Horizon:* ← - - -

**Determinístico**

$$+ \sum_{i=1}^{ND} (ENS_{(i,(t_0+1))} * C_{ENS}) + \sum_{i=1}^{NGHP} (P_{H(i,(t_0+1))}^{Curt} * C_H^{Curt}) + \sum_{i=1}^{NGT} (P_{T(i,(t_0+1))}^{gen} * C_T) \dots \\ + \sum_{i=1}^{NGE} (P_{E(i,(t_0+1))}^{Curt} * C_E^{Curt}) + \sum_{i=1}^{NGPV} (P_{PV(i,(t_0+1))}^{Curt} * C_{PV}^{Curt}) \quad \forall t_0 \in (1 \dots t_{anl})$$



## Formulación del problema de optimización: Despacho económico con Rolling Horizon

**Ecuación de Balance:**

$$\sum_{i=1}^{NLT} f_{(i,t,s)} + \sum_{i=1}^{NGHE} P_{H(i,t,s)}^{genE} + \sum_{i=1}^{NGHP} P_{H(i,t,s)}^{Inst} + \sum_{i=1}^{NGT} P_{T(i,t,s)}^{gen} + \sum_{i=1}^{NGE} P_{E(i,t,s)}^{Inst} + \sum_{i=1}^{NGPV} P_{PV(i,t,s)}^{Inst} = \sum_{i=1}^{ND} D_{(i,t)} + \sum_{i=1}^{NGHP} P_{H(i,t,s)}^{Curt} + \sum_{i=1}^{NGE} P_{E(i,t,s)}^{Curt} + \sum_{i=1}^{NGPV} P_{PV(i,t,s)}^{Curt} - \sum_{i=1}^{N_D} ENS_{(i,t,s)}$$

**Sujeto a:**

Restricciones asociadas a reservas de seguimiento y contingencia:

$$R_{H(t,s)} + R_{T(t,s)} \geq P_G^{Big} + 0.03 \sum_{i=1}^{ND} D_{(i,t)} + 0.05 \left[ \sum_{i=1}^{NGPV} P_{PV(i,t,s)}^{Inst} + \sum_{i=1}^{NGE} P_{E(i,t,s)}^{Inst} \right]$$

$$R_{T(t,s)} = \sum_{i=1}^{NGD} H_{T(i,t,s)}$$

$$R_{H(t,s)} = \sum_{i=1}^{NGHE} H_{H(i,t,s)}$$

Restricciones de generación Hidro:

De Embalse

$$P_{H(i,t,s)}^{genE} = P_{H(i)}^{insE} - H_{H(i,t,s)}$$

$$0 \leq P_{H(i,t,s)}^{genE} \leq P_{H(i)}^{insE}$$

De Pasada

$$P_{H(i,t,s)}^{Inst} = g * \delta * h_{(i)} * Q_{(i,t,s)} * fph_{(i)}$$

$$P_{H(i,t,s)}^{genP} = P_{H(i,t,s)}^{Inst} - P_{H(i,t,s)}^{Curt}$$

$$0 \leq P_{H(i,t,s)}^{genP} \leq P_{H(i,t,s)}^{Inst}$$

Restricciones de generación Fotovoltaica:

$$P_{PV(i,t,s)}^{Inst} = I_{(i,t,s)} * \frac{P_{PV(i)}^{ins}}{1000} \left( 1 - \eta T_{(i)} * (T_{(i,t,s)}^{PV} - 25) \right) * \eta_{inv(i)}$$

$$T_{(i,t,s)}^{PV} = T_{(i,t,s)}^a + \frac{I_{(i,t,s)}}{800} * (NOCT_{(i)} - 20)$$

$$P_{PV(i,t,s)}^{gen} = P_{PV(i,t,s)}^{Inst} - P_{PV(i,t,s)}^{Curt}$$

Restricciones de generación Térmica:

$$0 \leq P_{T(i,t,s)}^{gen} + H_{T(i,t,s)} \leq \bar{G}_{T(i)}$$

$$P_{T(i,t,s)}^{gen} \geq \underline{G}_{T(i)}$$

Restricciones de Flujos:

$$f_{(i,t,s)} = \frac{1}{X_L} (\theta_{u(i,t,s)} - \theta_{p(i,t,s)})$$

$$-\bar{f}_{(i)} \leq f_{(i,t,s)} \leq \bar{f}_{(i)}$$

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta_{(i,t,s)} \leq \frac{\pi}{2}$$

Restricción de ENS:

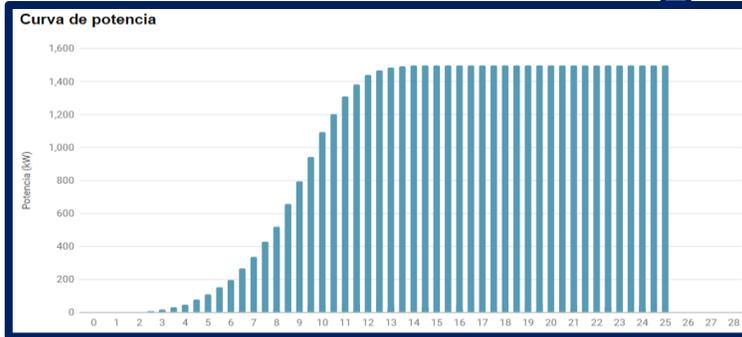
$$0 \leq ENS_{(i,t,s)} \leq D_{(i,t)}$$



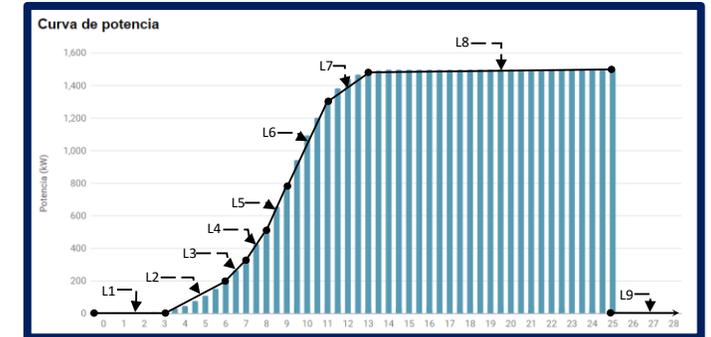
## Formulación del problema de optimización: Despacho económico con Rolling Horizon

### Restricciones de Generación Eólica:

Para la modelación de la generación Eólica, se utilizó la curva de potencia planteada por el aerogenerador.



La curva de potencia del aerogenerador es una expresión exponencial, por ello se realiza una linealización de esta curva.



$$P_{E(i,t,s)}^{Inst} = 0 \quad v_{(i,t,s)} \leq 3 \text{ m/s} \wedge v_{(i,t,s)} \geq 25 \text{ m/s}$$

$$P_{E(i,t,s)}^{Inst} = (66.33(v_{(i,t,s)}) - 199) * Num_{T(i)} \quad 3 \text{ m/s} \leq v_{(i,t,s)} \leq 6 \text{ m/s}$$

$$P_{E(i,t,s)}^{Inst} = (140(v_{(i,t,s)}) - 641) * Num_{T(i)} \quad 6 \text{ m/s} < v_{(i,t,s)} \leq 7 \text{ m/s}$$

$$P_{E(i,t,s)}^{Inst} = (140(v_{(i,t,s)}) - 641) * Num_{T(i)} \quad 6 \text{ m/s} < v_{(i,t,s)} \leq 7 \text{ m/s}$$

$$P_{E(i,t,s)}^{Inst} = (173(v_{(i,t,s)}) - 872) * Num_{T(i)} \quad 7 \text{ m/s} < v_{(i,t,s)} \leq 8 \text{ m/s}$$

$$P_{E(i,t,s)}^{Inst} = (285(v_{(i,t,s)}) - 1768) * Num_{T(i)} \quad 8 \text{ m/s} < v_{(i,t,s)} \leq 9 \text{ m/s}$$

$$P_{E(i,t,s)}^{Inst} = (257.5(v_{(i,t,s)}) - 1520.5) * Num_{T(i)} \quad 9 \text{ m/s} < v_{(i,t,s)} \leq 11 \text{ m/s}$$

$$P_{E(i,t,s)}^{Inst} = (131(v_{(i,t,s)}) - 129) * Num_{T(i)} \quad 11 \text{ m/s} < v_{(i,t,s)} \leq 12 \text{ m/s}$$

$$P_{E(i,t,s)}^{Inst} = 1500 * Num_{T(i)} \quad 12 \text{ m/s} < v_{(i,t,s)} \leq 25 \text{ m/s}$$

$$P_{E(i,t,s)}^{Inst} = 0 \quad v_{(i,t,s)} \geq 25 \text{ m/s}$$

$$P_{E(i,t,s)}^{gen} = P_{E(i,t,s)}^{Inst} - P_{E(i,t,s)}^{Curt}$$



# AGENDA:

- MOTIVACIÓN
- OBJETIVOS
- THEORETICAL BACKGROUND
- METODOLOGÍA
- CASO DE ESTUDIO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES

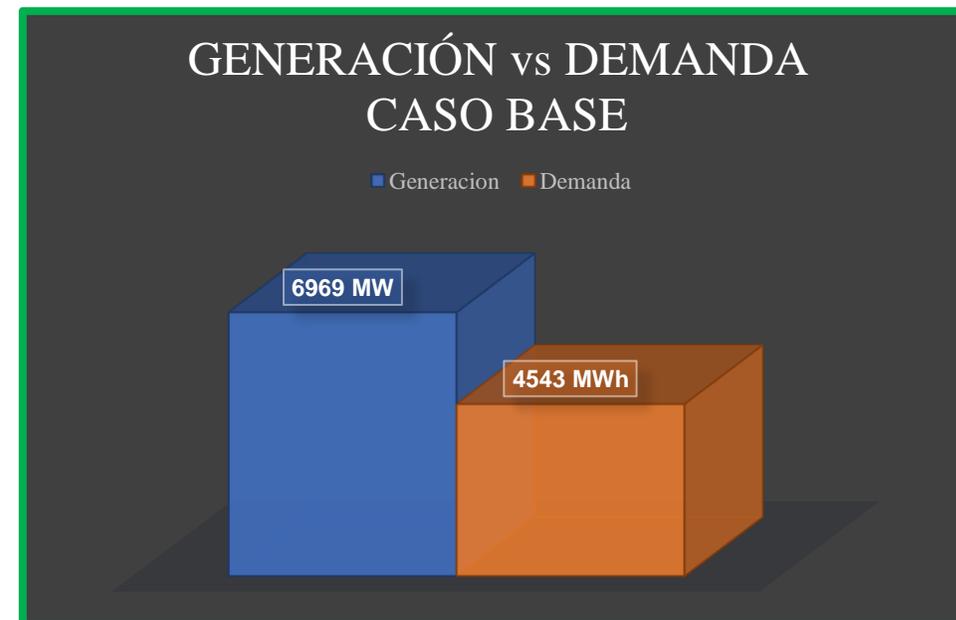


## Caso SNI en 2021 (Línea Base)

Abarca el Sistema Nacional interconectado ecuatoriano en su totalidad a 2021, conformado por:

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	CANTIDAD	POTENCIA INSTALADA (MW)
COMPLEJOS HIDRO DE PASADA	9	2673
COMPLEJOS HIDRO DE EMBALSE	7	2384
COMPLEJOS EÓLICOS	1	16,5
COMPLEJOS FOTOVOLTAICOS	0	0
COMPLEJOS TÉRMICOS	26	1895

COMPONENTES DE TRANSMISIÓN	CANTIDAD
DEMANDAS	57
BARRAS	145
LÍNEAS	221

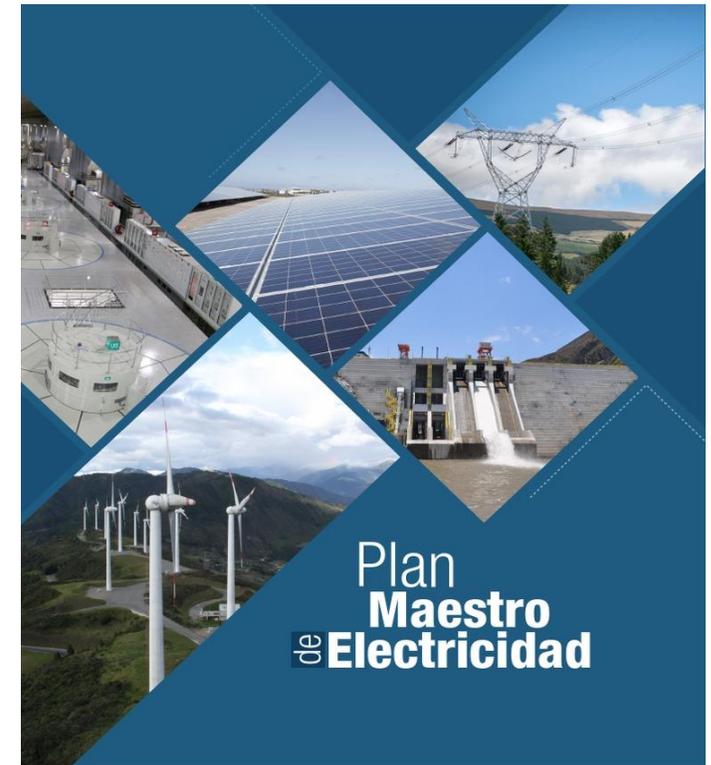


## Nuevos ingresos según PME

Hidro de Pasada	Eólicos	Térmico	Fotovoltaicos	Hidro de embalse
Sarapullo	Villonaco II	C.T. MACHALA GAS III	EL Aromo	Santiago I
Alluriquin	Villonaco III	C.T. MACHALA GAS CC		SantiagoII
Sabanilla	Minas de huascachaca	C. G. CHACHIMBIRO		
Quijos				
Chontal				
Cardenillo				
Mira	Cochapamba	C.B. PALMA ALL UNITS ESMERALDAS	Proyecto Engunga	
Pamplona	Maca Grande	C.B. PALMA 4-2	Proyecto Tugaduaja	
Cinto	El arenal	C.B. ARROZ Guayas, los rios		
Angamarca Sinda	Cachipamba			
Infiernillos	Posorja			
	salinas			
	Garcia moreno			

■ Plan Maestro de electrificación

■ Bloque ERNC I



MINISTERIO DE  
ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES  
NO RENOVABLES



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

## Caso SNI a 2030

Abarca el Sistema Nacional interconectado ecuatoriano en su totalidad, conformado por :

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	CANTIDAD	POTENCIA INSTALADA (MW)
COMPLEJOS HIDRO DE PASADA	20	3972,9
COMPLEJOS HIDRO DE EMBALSE	9	4784
COMPLEJOS EÓLICOS	11	676,5
COMPLEJOS FOTOVOLTAICOS	3	260
COMPLEJOS TÉRMICOS	32	2201

COMPONENTES DE TRANSMISIÓN	CANTIDAD
DEMANDAS	57
BARRAS	172
LÍNEAS	252



## CASO SNI A 2030

- Abarca el Sistema Nacional interconectado ecuatoriano en su totalidad, considerando la inserción de los proyectos declarados dentro del PME y una disponibilidad permanente de las tecnologías de generación.

## CASO SNI A 2030 Sin CCSC

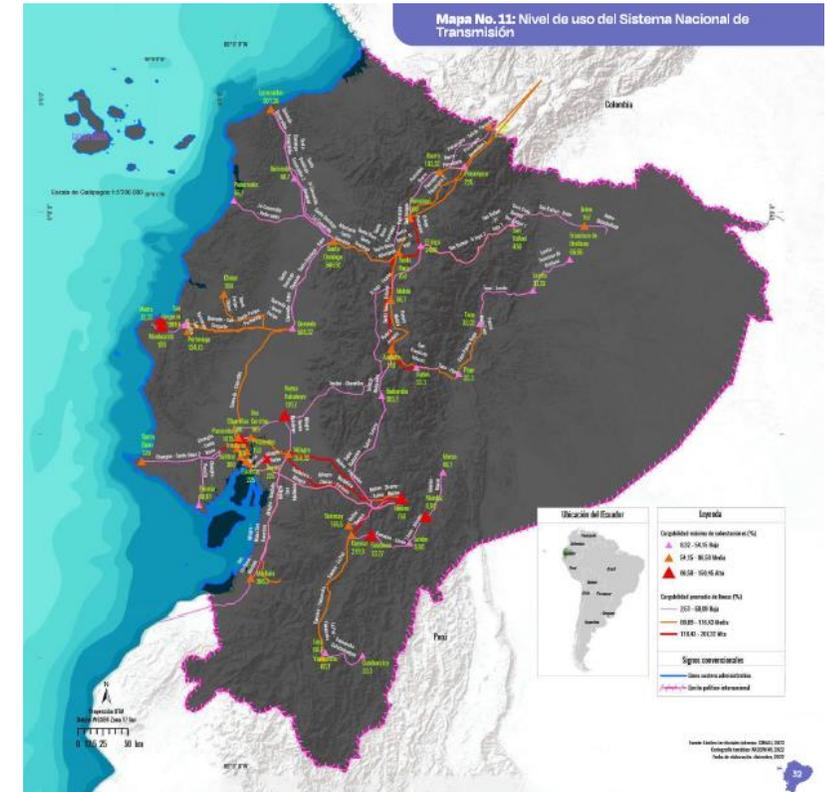
- Abarca el caso de estudio SNI a 2030, considerando un escenario de indisponibilidad operativa de la central hidroeléctrica CCSC.

## CASO SNI A 2030 Sin SANTIAGO y CCSC

- Abarca el caso de estudio SNI a 2030 Sin CCSC, considerando la no construcción del complejo hidroeléctrico mas grande declarado dentro del PME(Santiago I y II).

## CASO SNI A 2030 Sin PME y CCSC

- Abarca el caso de estudio SNI a 2030 Sin CCSC, considerando únicamente los proyectos declarados dentro del PME que ya se han implementado o concesionado a fecha(01 de febrero de 2024).



# AGENDA:

- MOTIVACIÓN
- OBJETIVOS
- THEORETICAL BACKGROUND
- METODOLOGÍA
- CASO DE ESTUDIO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES



## Proyección de la demanda:

Con base a el plan maestro de electrificación se determinó que la proyección de la demanda se ve comprendida por 3 hipótesis:

### Hipótesis 1:

Corresponde a la línea base de proyección, la cual considera el crecimiento tendencial de la demanda eléctrica; en ella se incorporan modelos econométricos, análisis de periodos anteriores y esquemas analíticos.

### Hipótesis 2:

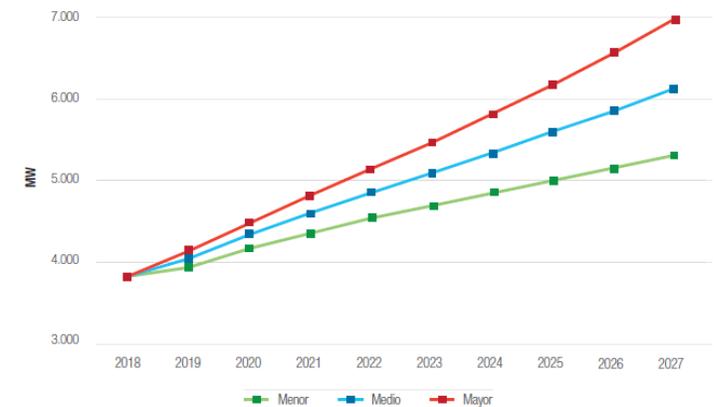
Incorpora las cargas singulares del grupo industrial, incluyendo minería, cemento, siderurgia, petróleo y transporte, junto con proyectos de eficiencia energética y la conexión del S.N.I con el SEIP.

### Hipótesis 3:

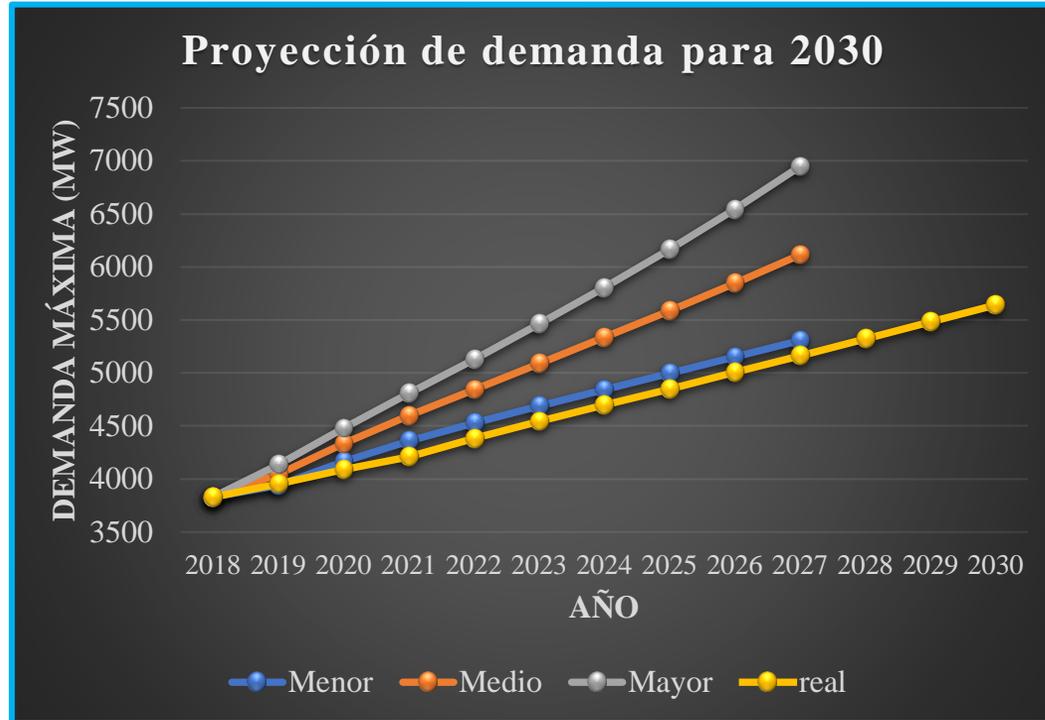
La Hipótesis No. 3 amplió la consideración de casos mencionados en la Hipótesis 2 al incluir la demanda de las industrias básicas (aluminio, cobre, astilleros y petroquímica), impulsadas por iniciativas gubernamentales como el Plan Integral para el Desarrollo de Industrias Básicas. Estas industrias son un pilar importante en las estrategias para cambiar la matriz productiva, ya que se espera que generen un aumento significativo en la demanda de energía eléctrica debido a su crecimiento y expansión.

Se tomaron como variables exógenas al PIB y población; sin embargo, dada la reducida variabilidad que ha presentado la población en los tres últimos periodos intercensales, se consideró únicamente los efectos que produce la variabilidad del PIB a futuro.

Escenario	Crecimiento promedio del PIB periodo 2019-2027
Menor	2,00%
Medio	3,00%
Mayor	4,00%



## Proyección de la demanda:

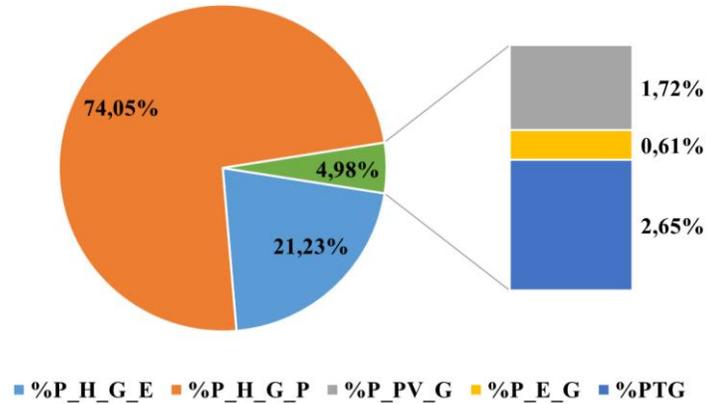


Año	Menor	Medio	Mayor	Real
2018	3827	3827	3827	3827
2019	3938	4045	4134	3953,3
2020	4164	4333	4479	4089,1
2021	4358	4595	4806	4207
2022	4528	4842	5128	4383,08
2023	4688	5087	5458	4543,08
2024	4843	5335	5802	4698,08
2025	4994	5587	6163	4849,08
2026	5149	5845	6543	5004,08
2027	5306	6115	6949	5161,08
2028				5321,08
2029				5481,08
2030				5641,08

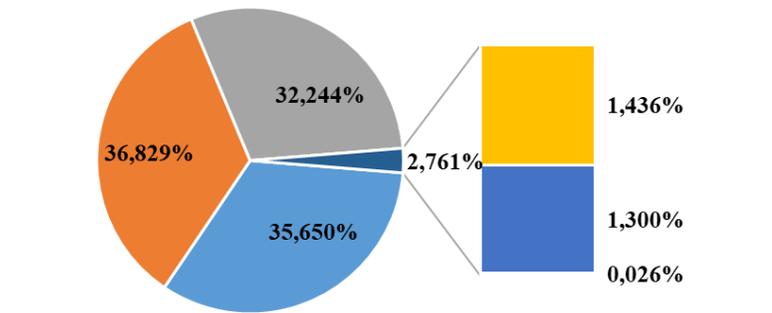


## Porcentaje de generación según el tipo de tecnología en semana de invierno.

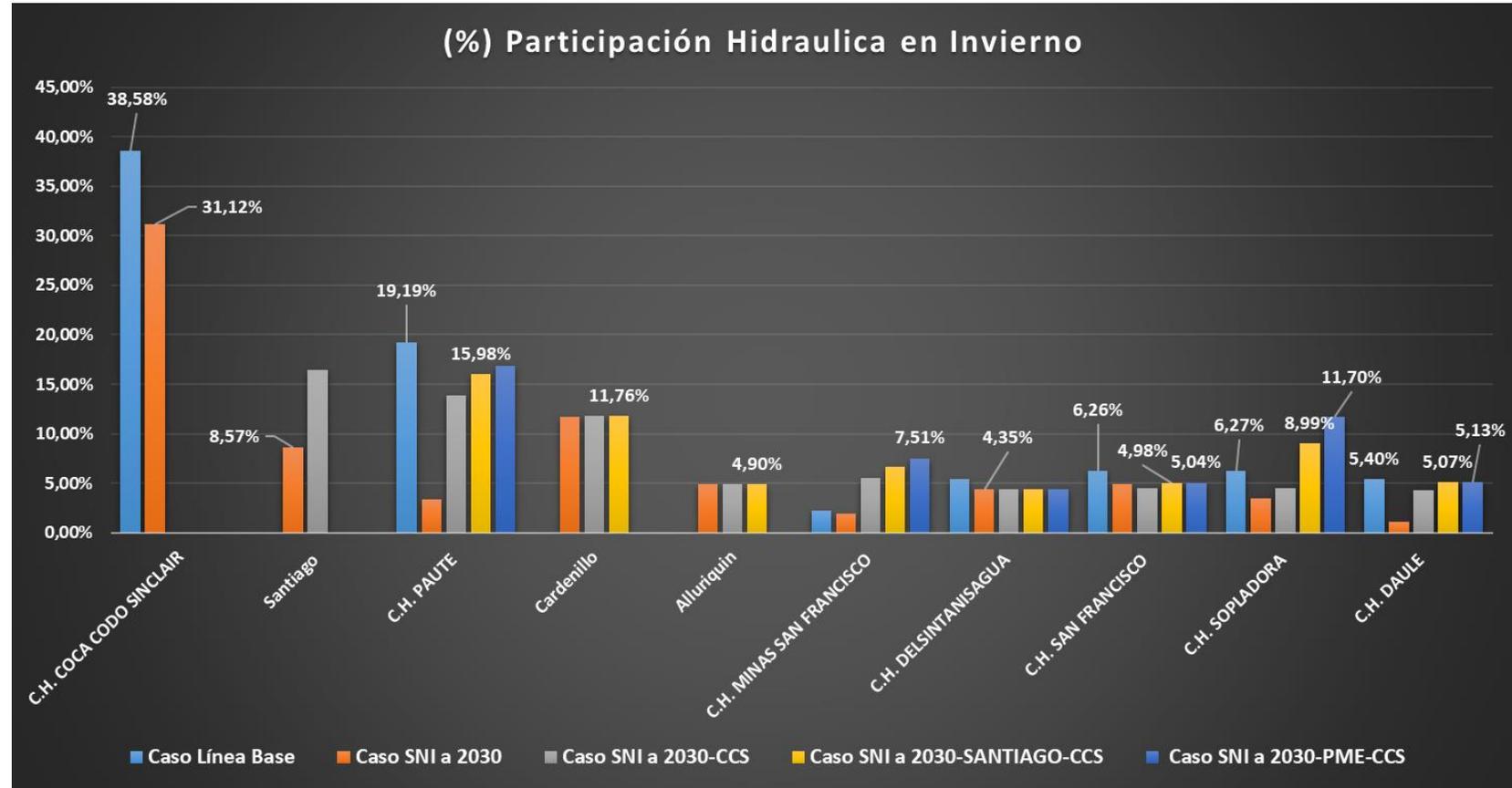
Caso SNI A 2030



Caso SNI A 2030-PME-CCSC



(%) Participación Hidráulica en Invierno

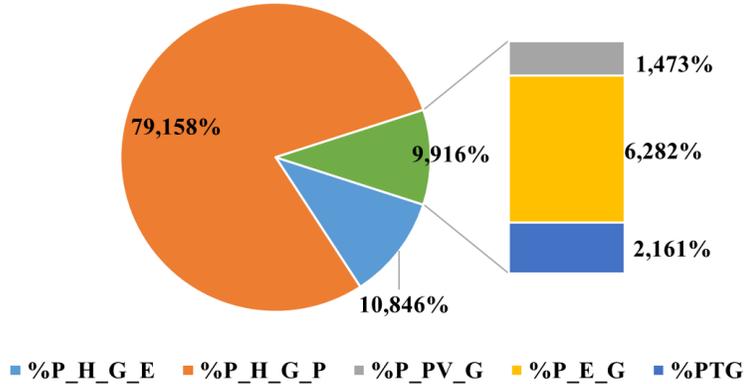


■ %P\_H\_G\_E ■ %P\_H\_G\_P ■ %PTG ■ %ENS ■ %P\_PV\_G ■ %P\_E\_G

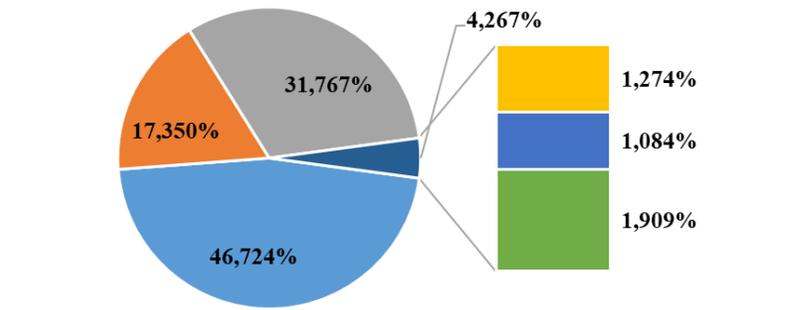


## Porcentaje de generación según el tipo de tecnología en semana de verano.

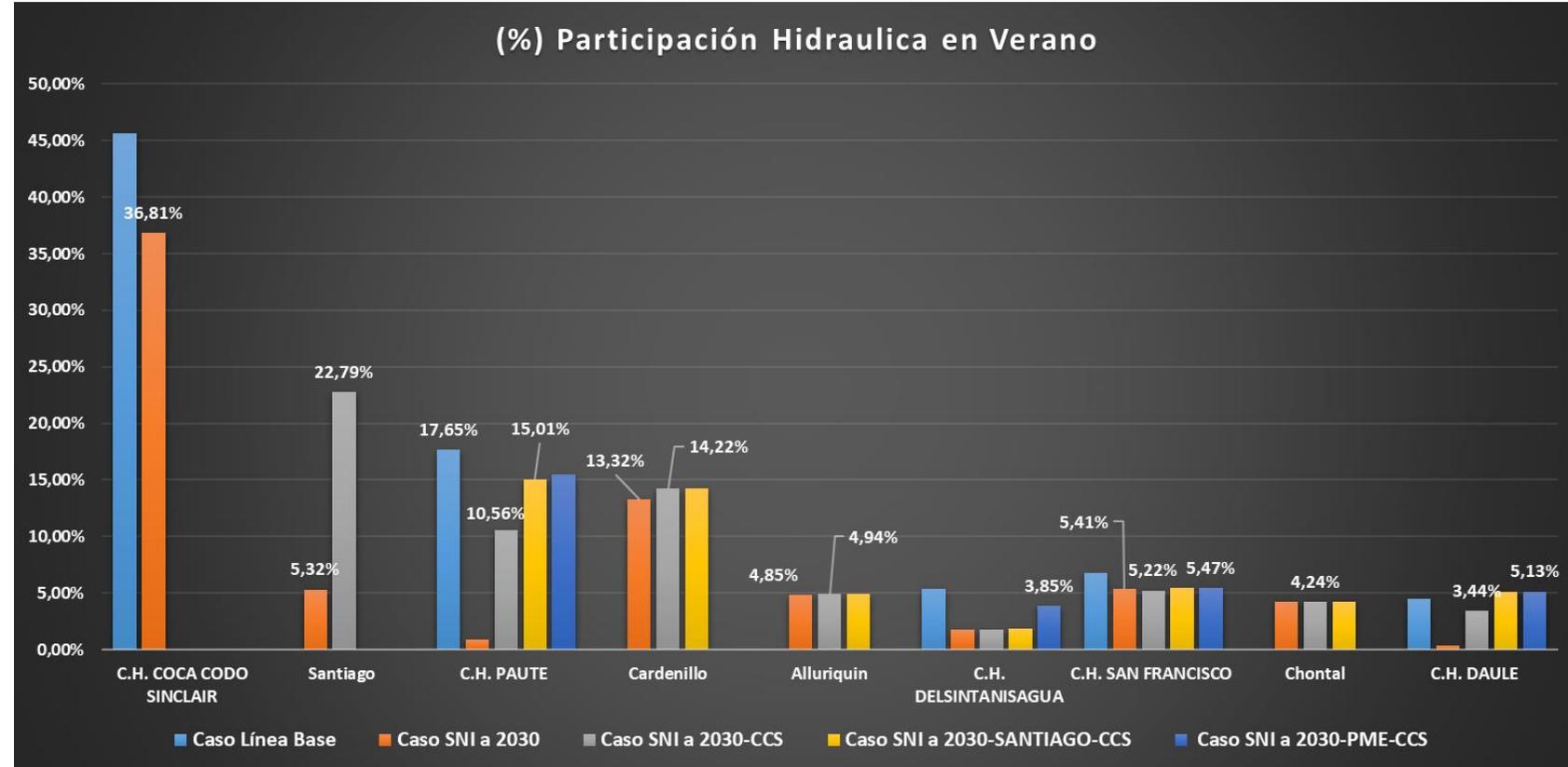
Caso SNI A 2030



Caso SNI A 2030-PME-CCSC



(%) Participación Hidraulica en Verano

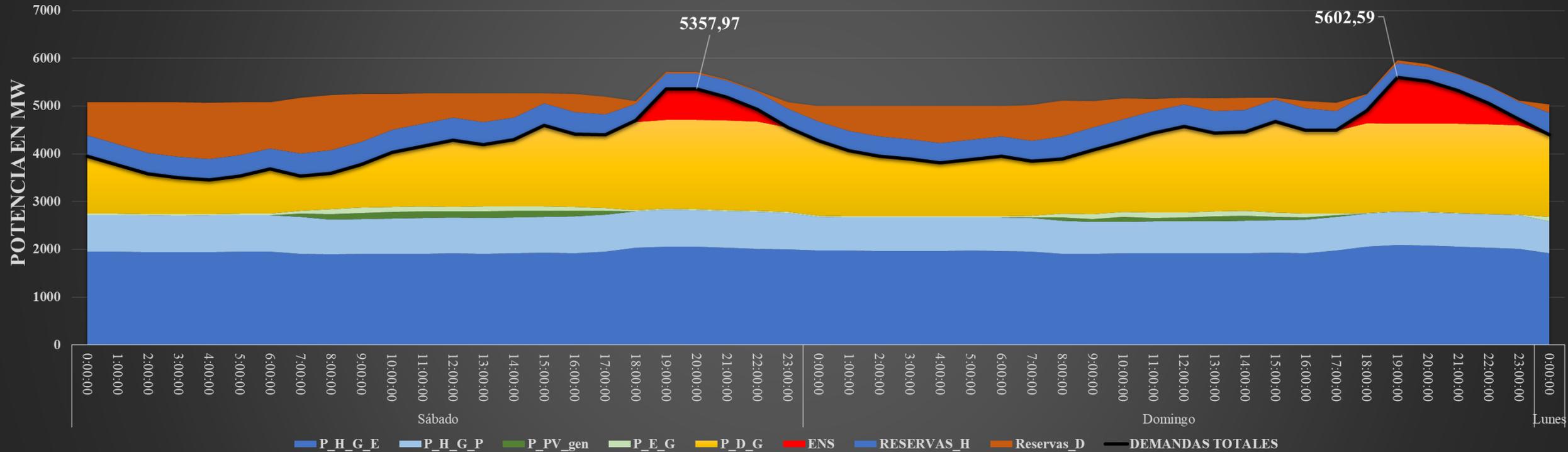


%P\_H\_G\_E   %P\_H\_G\_P   %PTG   %ENS   %P\_PV\_G   %P\_E\_G



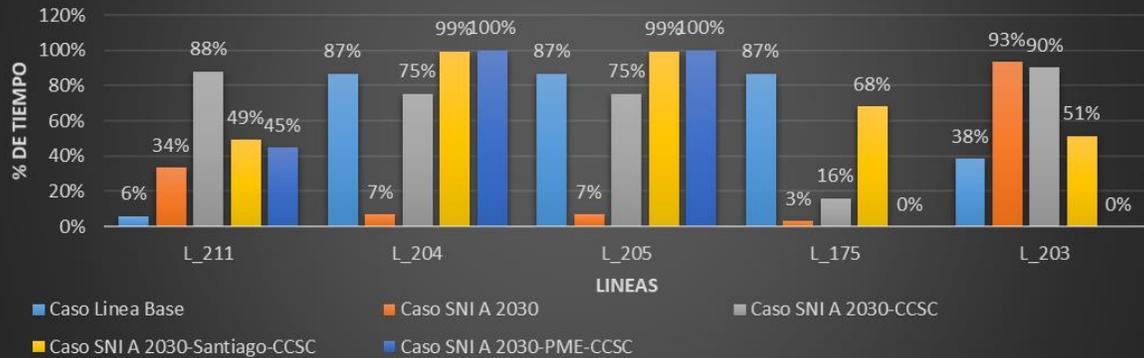
## MIX DE GENERACIÓN EN POTENCIA POR TECNOLOGÍA

Caso SNI a 2030 - PME - CCS Semana de Verano



## Porcentaje de operación a Pmax de Líneas críticas.

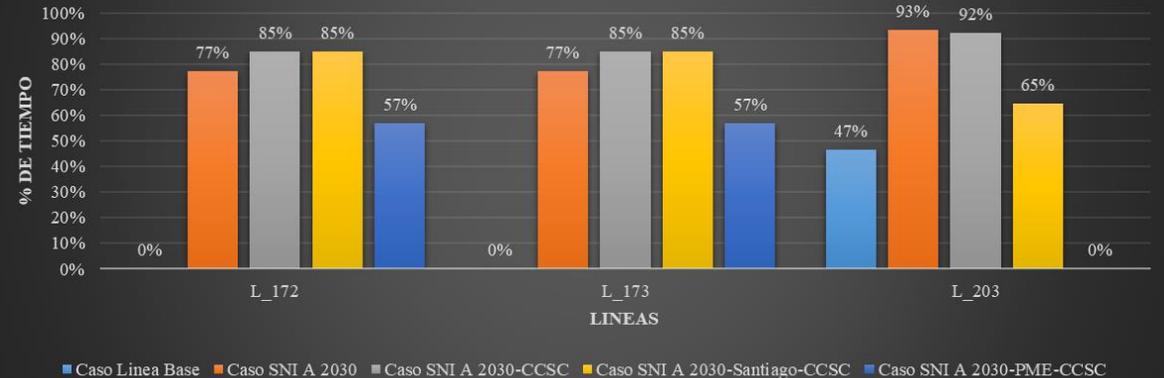
Porcentaje de tiempo en invierno con LT trabajando a P\_max



N°	Barra de Partida	Barra de Llegada
L_175	B_Esclusas_230	B_Estuctura_G97I_Sopladora_230
L_203	B_Milagro_138	B_Milagro_230
L_204/205	B_Molino_138	B_Molino_230
L_211	B_Totoras_138	B_Totoras_230

N°	Barra de Partida	Barra de Llegada
L_172	B_Cuenca_138	B_Yanacocha_138
L_173	B_Cuenca_138	B_Yanacocha_138
L_203	B_Milagro_138	B_Milagro_230

Porcentaje de tiempo en verano con LT trabajando a P\_max



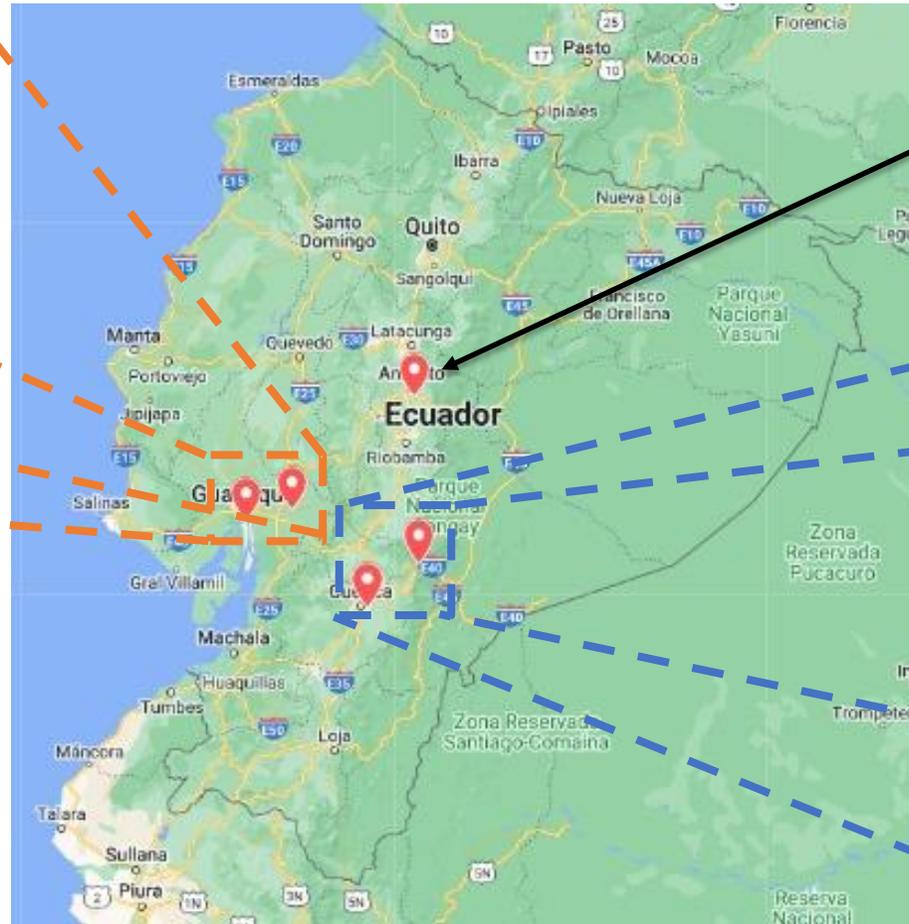
## Localización de líneas de transmisión críticas



L\_175

L\_203

Zona Guayaquil

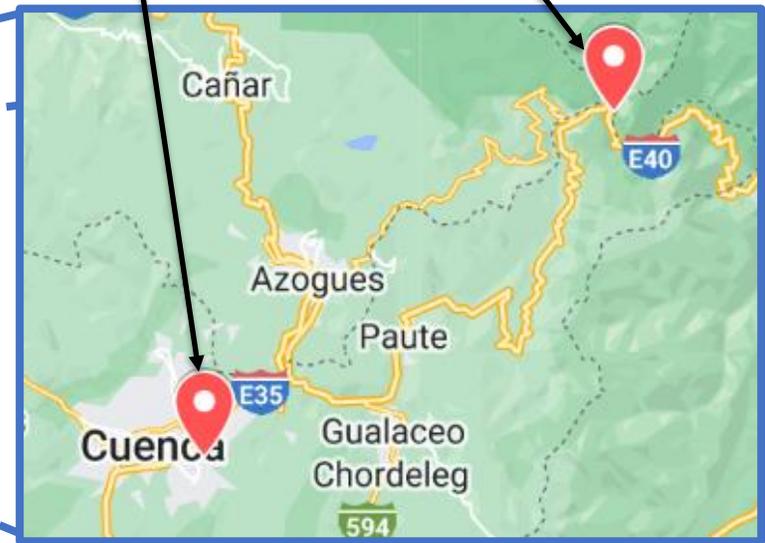


Zona Ambato

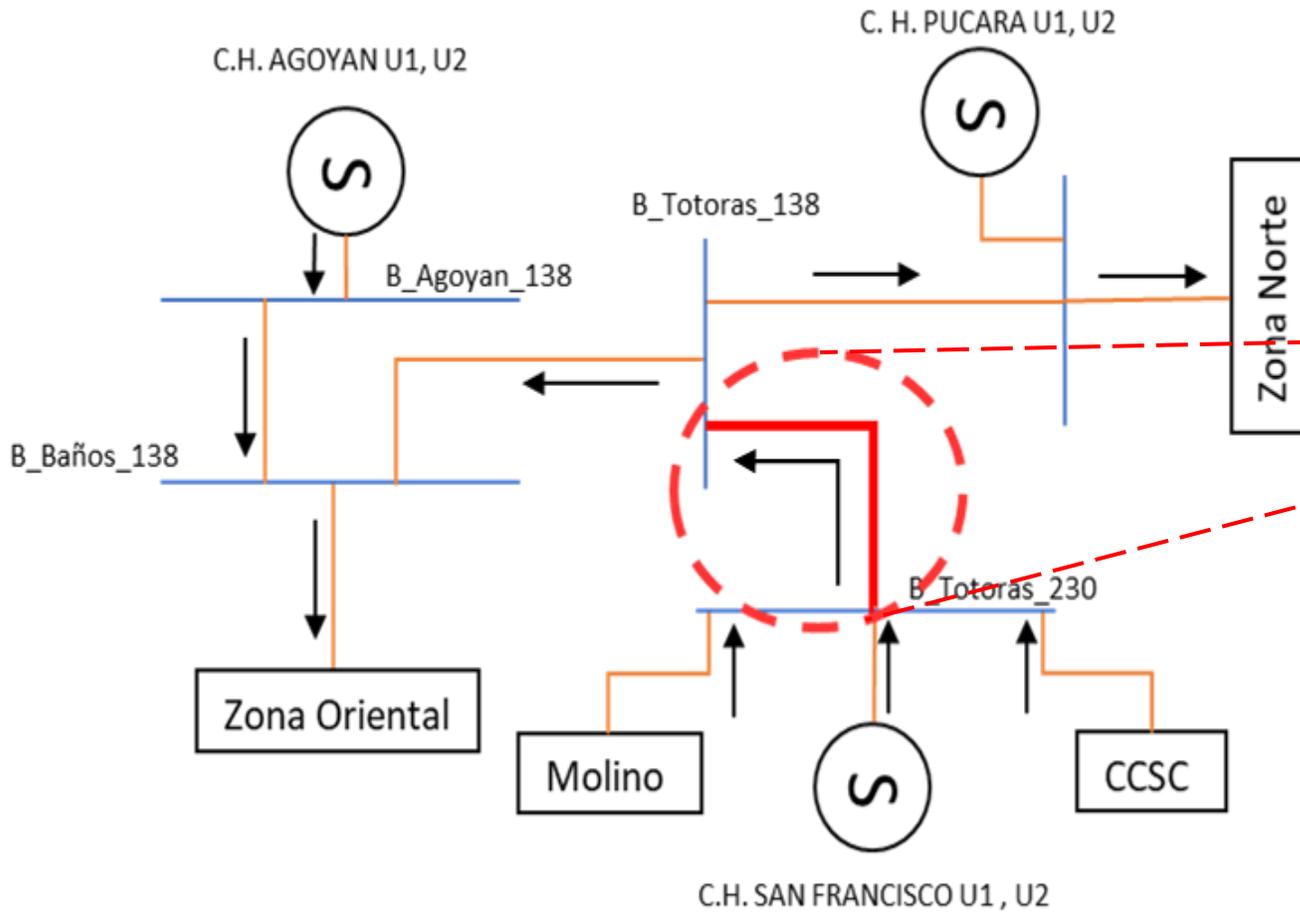
Zona Cuenca

L\_172/173

L\_204/205



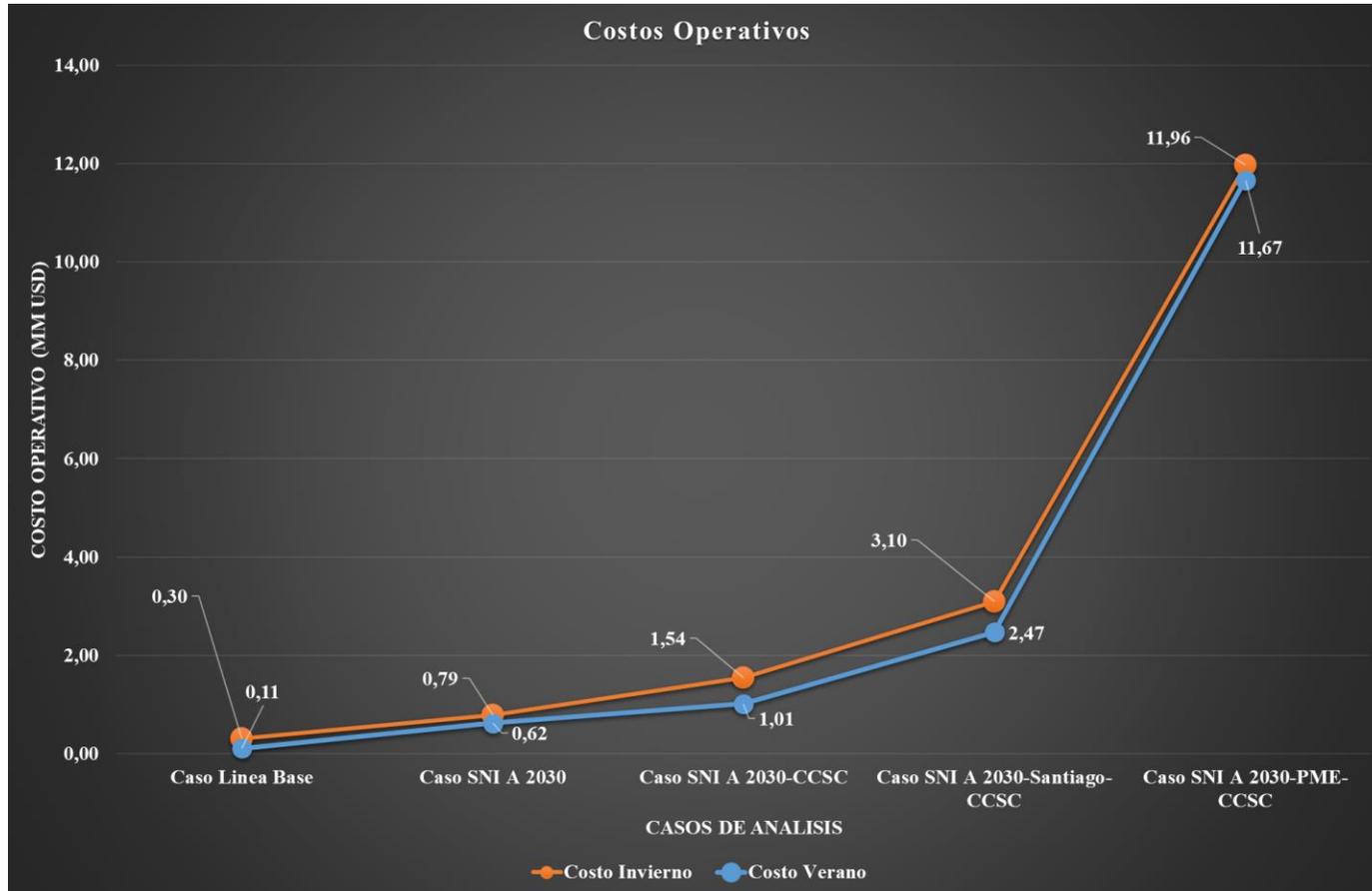
## *Punto crítico de análisis Línea de transmisión en zona Ambato.*



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

[7] "Mapa de Ecuador | GNL GLOBAL," May 01, 2023. <https://gnlglobal.com/ecuador-gobierno-propone-a-transporte-pesado-cambiar-el-diesel/mapa-de-ecuador/> (accessed Feb. 19, 2024).

## Centrales de generación térmica



Central termica	Pmax	Fecha inicio operación
C. T. ESMERALDAS	148	1982
C. T. INGENIO SAN CARLOS	50	2005
C.T. ÁLVARO TINAJERO	82	1997
C.T. ELECTROQUIL	203	1992
C.T. ENRIQUE GARCÍA	140	1997
C.T. G. ZEVALLOS	177	1978
C.T. MACHALA GAS III	77	DECLARADA EN PME
C.T. SANTA ELENA II	44	2012
C.T. TERMOGAS MACHALA I	312	2011
C.T. TRINITARIA	133	1997

- Dentro de los casos de estudio se ha considerado que todas las centrales térmicas se encuentran disponibles para el despacho económico



*Costos operativos del SNI asociados a los casos de estudio.*

Costos Operativos				
Caso	Invierno			
	Semanal (MM USD)	Mensual (MM USD)	Trimestral (MM USD)	Semestral (MM USD)
Linea Base	0,30	1,21	3,62	7,24
SNI a 2030	0,79	3,17	9,52	19,03
SNI a 2030 sin CCS	1,54	6,16	18,49	36,99
SNI a 2030 sin SANTIAGO y CCS	3,10	12,39	37,17	74,35
SNI a 2030 sin PME y CCS	11,96	47,86	143,58	287,15
Verano				
Caso	Semanal (MM USD)	Mensual (MM USD)	Trimestral (MM USD)	Semestral (MM USD)
Linea Base	0,11	0,43	1,29	2,59
SNI a 2030	0,62	2,49	7,46	14,91
SNI a 2030 sin CCS	1,01	4,06	12,17	24,34
SNI a 2030 sin SANTIAGO y CCS	2,47	9,88	29,65	59,30
SNI a 2030 sin PME y CCS	11,67	46,67	140,02	280,04



# AGENDA:

- MOTIVACIÓN
- OBJETIVOS
- THEORETICAL BACKGROUND
- METODOLOGÍA
- CASO DE ESTUDIO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES



# CONCLUSIONES

- Se recopiló información de fuentes gubernamentales como CENACE y ARCONEL, así como de bases de datos digitales como PVGIS y NASA, para obtener datos sobre los sistemas eléctricos y recursos naturales en Ecuador. También se consultaron bibliotecas digitales de instituciones especializadas en meteorología e hidrología, como INAMHI, para acceder a reportes históricos sobre el comportamiento de las cuencas hidrográficas consideradas en el estudio.
- Se planteó un problema de optimización para 336 puntos de operación que representan dos semanas típicas (verano e invierno), el modelo considera unidades de generación existentes y proyectadas en el Plan Maestro de Electrificación (PME). Se utilizaron 50 escenarios históricos por punto de operación y se implementó el algoritmo Rolling Horizon para tomar decisiones óptimas a futuro.
- El desempeño del SNI está estrechamente ligado a la generación hidráulica. Se prevé un aumento del 73,62% en esta tecnología en la expansión proyectada, para enfrentar escenarios críticos como la salida del mayor complejo generador de Ecuador (CCS). Sin embargo, algunas líneas operan constantemente cerca de su capacidad máxima, lo que indica una necesidad de reforzamiento en líneas de transmisión.
- El estudio evaluó el desempeño del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador. Se encontró que la capacidad de generación es adecuada para enfrentar escenarios adversos como la salida del complejo hidroeléctrico Coca Codo Sinclair. Sin embargo, la dependencia excesiva de tecnología hidroeléctrica hace al sistema vulnerable a sequías. Además, se identificaron problemas en la infraestructura de transmisión, con ciertas líneas operando a capacidad máxima la mayor parte del tiempo.



# AGENDA:

- MOTIVACIÓN
- OBJETIVOS
- THEORETICAL BACKGROUND
- METODOLOGÍA
- CASO DE ESTUDIO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES



- Se sugiere realizar un estudio mas detallado del plan de expansión de la transmisión haciendo énfasis en las líneas de transmisión ubicadas en las zonas de Guayaquil, Cuenca y Ambato, ya que estas líneas operan a su capacidad máxima (Pmax) durante más del 85% del tiempo de análisis.
- Se sugiere realizar estudios enfocados en la línea critica que se encuentra en la zona Ambato, ya que opera cerca de su capacidad máxima y limita el suministro de energía a la zona oriental del Ecuador. Esto aumenta el riesgo de Energía No Suministrada (ENS) a futuro.
- Se sugiere tomar en consideración la necesidad de construcción de las centrales hidroeléctricas planificadas (Santiago I y II, Cardenillo, Alluriquin) debido a que cumplen un papel fundamental para compensar el déficit de generación causado por una contingencia en el complejo hidroeléctrico CCSC.
- Se sugiere diversificar la matriz de generación debido a que de mantenerse los niveles de inserción hidroeléctricos proyectados para el año 2030, el sistema eléctrico ecuatoriano será incapaz de responder ante situaciones atípicas de sequía, como la ocurrida en diciembre de 2023.



Gracias

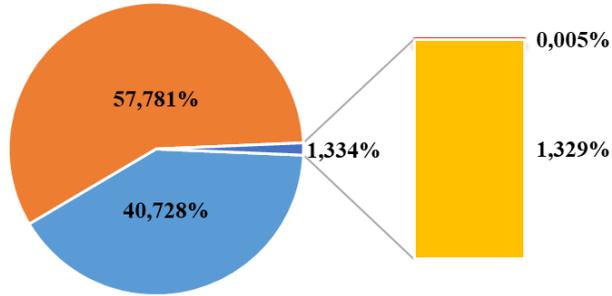


**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

# ANÁLISIS DE RESULTADOS (RESPALDO)

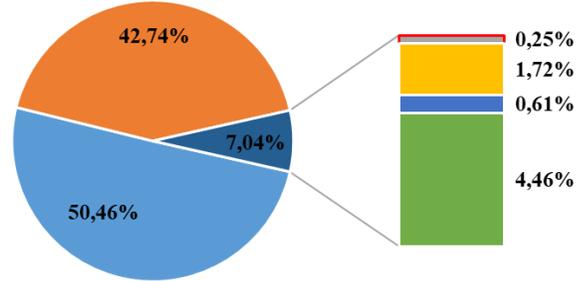
*Porcentaje de generación según el tipo de tecnología en semana de invierno.*

Caso Línea Base



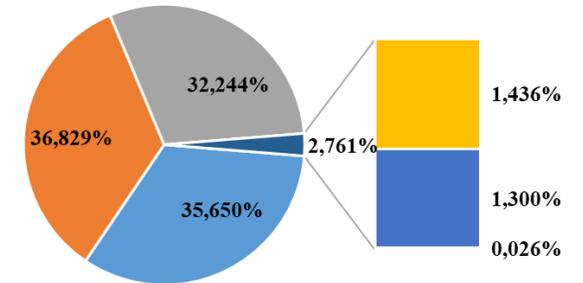
■ %P\_H\_G\_E ■ %P\_H\_G\_P ■ %ENS ■ %PTG

Caso SNIA 2030-CCSC



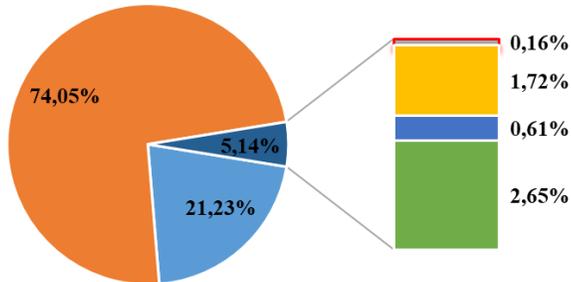
■ %P\_H\_G\_E ■ %P\_H\_G\_P ■ %ENS ■ %P\_PV\_G ■ %P\_E\_G ■ %PTG

Caso SNIA 2030-PME-CCSC



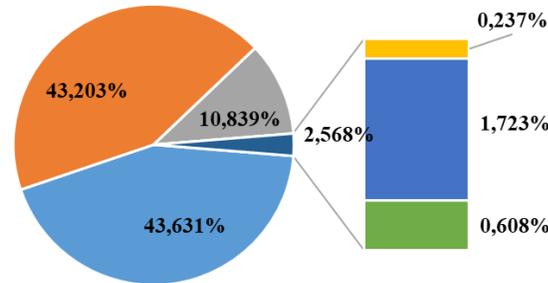
■ %P\_H\_G\_E ■ %P\_H\_G\_P ■ %PTG ■ %ENS ■ %P\_PV\_G ■ %P\_E\_G

Caso SNIA 2030



■ %P\_H\_G\_E ■ %P\_H\_G\_P ■ %ENS ■ %P\_PV\_G ■ %P\_E\_G ■ %PTG

Caso SNIA 2030-SANTIAGO-CCSC



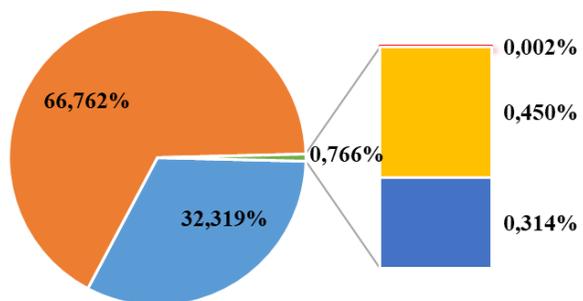
■ %P\_H\_G\_E ■ %P\_H\_G\_P ■ %PTG ■ %ENS ■ %P\_PV\_G ■ %P\_E\_G



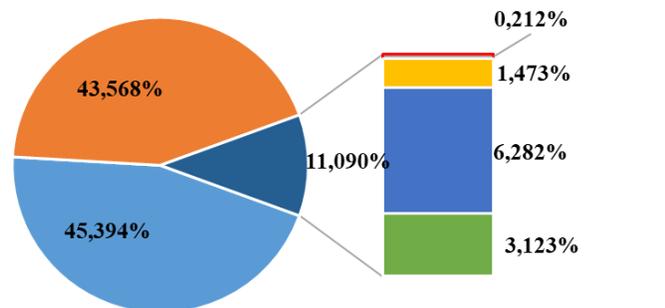
# ANÁLISIS DE RESULTADOS (RESPALDO)

*Porcentaje de generación según el tipo de tecnología en semana de verano.*

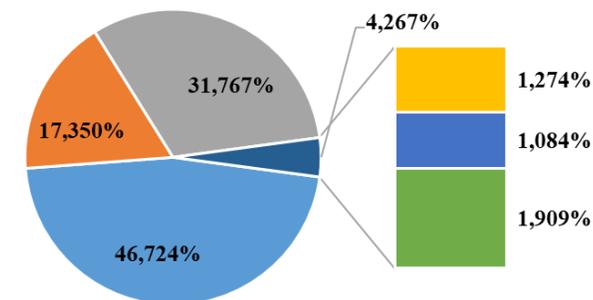
Caso Linea Base



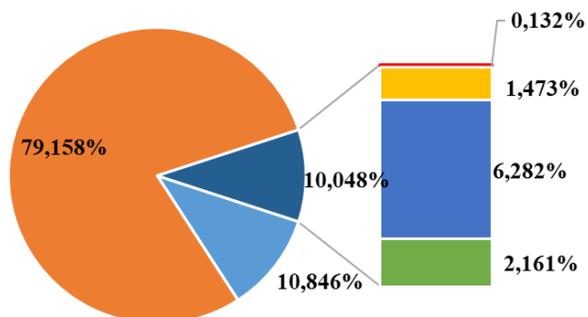
Caso SNI A 2030-CCSC



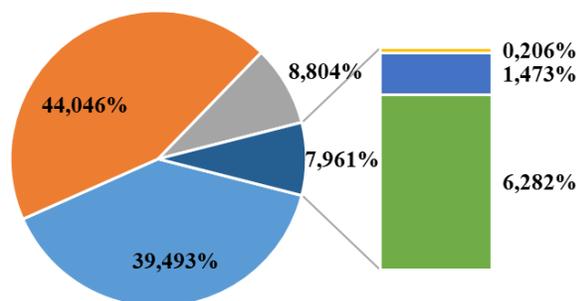
Caso SNI A 2030-PME-CCSC



Caso SNI A 2030



Caso SNI A 2030-SANTIAGO-CCSC



%P\_H\_G\_E   %P\_H\_G\_P   %PTG   %ENS   %P\_PV\_G   %P\_E\_G

%P\_H\_G\_E   %P\_H\_G\_P   %ENS   %P\_PV\_G   %P\_E\_G   %PTG

%P\_H\_G\_E   %P\_H\_G\_P   %PTG   %ENS   %P\_PV\_G   %P\_E\_G

